

Geologia zăcămintelor de petrol și gaze

C. BECA • I. VIȘOTKI



EDITURA TEHNICĂ

P355

Geologia zăcămintelor de petrol și gaze

Dr. CONSTANTIN BECA
Dr. IGOR VIȘOTKI



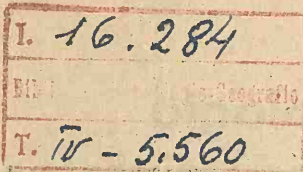
061726
B.C.U. - IASI

BCU IASI / CENTRAL UNIVERSITY LIBRARY

~ KAGS 71102

EDITURA TEHNICA
BUCUREȘTI - 1968





Lucrarea are ca obiect principal studiul bazinelor petro-gazeifere ale globului terestru, a căror cunoaștere prezintă o deosebită importanță pentru prospectarea, explorarea și exploatarea zăcămintelor.

În prima parte a lucrării sînt tratate problemele fundamentale ale geologiei petrolului și gazelor naturale: bitumenele naturale, originea petrolului și a gazelor naturale, formarea zăcămintelor de petrol și de gaze, clasificarea zăcămintelor și a bazinelor petro-gazeifere și caracterizarea lor.

Partea a doua a lucrării, cea mai dezvoltată, este consacrată descrierii principalelor bazine petro-gazeifere din punct de vedere tectonic, stratigrafic și al distribuției în limitele lor a zonelor de acumulare de petrol și gaze, a principalelor structuri precum și a tipurilor de zăcămintele și de colectori.

În ultima parte a lucrării se prezintă trăsăturile generale ale dezvoltării lucrărilor de prospecțiune, explorare și exploatare a zăcămintelor de petrol și gaze de pe glob, în decursul ultimilor 100 de ani și tendințele principale ale dezvoltării acestor lucrări. De asemenea, se arată evoluția producției de petrol pentru fiecare țară producătoare, de la începutul exploatării pînă în prezent.

Această lucrare, prin problemele pe care le tratează, la nivelul actual al științei, pe baza unei bogate documentații, umple un mare gol în domeniul lucrărilor de geologia zăcămintelor de petrol și gaze, fiind printre puținele lucrări de acest gen. Ea prezintă un deosebit interes pentru geologi, geofizicieni, ingineri de foraj și de extracție, economiști și pentru toți acei care se interesează de problemele de petrol și gaze.

Prefața

Creșterea deosebită a consumului de petrol și gaze din ultimele două decenii a determinat o importantă dezvoltare a cercetărilor geologice pentru descoperirea de noi zăcăminte de hidrocarburi. Rezervele puse în evidență prin aceste cercetări au crescut apropiat de ritmul creșterii consumului de petrol și gaze pe plan mondial, rezultatele obținute fiind mai bune decât cele din perioadele anterioare.

În numeroase regiuni care, în urmă cu câteva decenii, erau considerate ca lipsite de interes din punct de vedere al perspectivelor pentru hidrocarburi, ulterior s-au descoperit zăcăminte importante și în unele cazuri acestea s-au înscris pe primele locuri în ce privește aportul la producția mondială de petrol și gaze. La aceasta a contribuit, pe lângă schimbarea concepției în ce privește geneza și formarea zăcămintelor de hidrocarburi, și utilizarea unei aparaturi perfecționate în geofizica de câmp și de șantier, precum și adaptarea la condițiile geologice specifice a unor metode de lucru corespunzătoare.

Cunoașterea condițiilor geologice complexe ale principalelor bazine sedimentare și structuri petro-gazeifere din diferite țări apare — în acest context — necesară și folositoare pentru specialiștii care activează în acest domeniu; prin corelarea acestor condiții, cu datele geofizice și geochemice, se asigură o eficiență maximă a cercetării geologice.

Tendința care se face simțită, uneori, de a se substitui gândirii geologice orientarea tehnicistă conduce la creșterea investițiilor pentru cercetarea geologică.

Lucrarea de față pune la îndemîna cadrelor de geologi, geofizicieni, ingineri petroliști și economiști, o sinteză de ansamblu a stadiului actual de cunoaștere a zăcămintelor de petrol și gaze de pe glob, grupate pe structuri, bazine de sedimentare și țări.

Avînd un caracter de sinteză, atît sub aspectul stadiului actual de cunoaștere al genezei și formării zăcămintelor de hidrocarburi, cît și al cercetărilor în domeniul respectiv, lucrarea se va dovedi mult timp utilă, cu toate elementele

de detaliu pe care le vor oferi lucrările de cercetare geologică ce se vor executa în viitor.

Cunoașterea condițiilor geologice specifice ale zăcămintelor de hidrocarburi din alte țări de pe glob prezintă un interes deosebit pentru specialiștii dintr-o țară cu tradiție în domeniul industriei extractive și cu realizări în construcția de utilaj petrolifer, cum este țara noastră și aceasta cu atât mai mult, cu cât trebuie să se aibă în vedere și relațiile de colaborare științifică și tehnică pe care Republica Socialistă România le întreține cu numeroase state.

Realizarea lucrării de față a fost posibilă numai printr-o muncă laborioasă și perseverentă și se înscrie printre foarte puținele de felul acesta din literatura de specialitate. Prin cuprinsul ei și multitudinea datelor ce conține, se impune a fi consultată de către specialiști.

Ing. ALEXANDRU BOABĂ
Ministrul Petrolului

Cuprins

Partea întâi		III. Formarea zăcămintelor de petrol și de gaze		50
GENEZA PETROLULUI ȘI A GAZELOR. FORMAREA ZĂCĂMINTELOR. CLASIFICAREA ZĂCĂMINTELOR ȘI BAZINELOR PETROLIFERE-GAZE- FERE		23	A. Roci mame	50
I. Bitumenele naturale	25	B. Roci magazin	53	
1. Originea bitumenelor	25	C. Noțiuni despre rezervoare natu- rale. Clasificarea rezervoarelor ..	56	
2. Bituminizarea	27	D. Roci protectoare	57	
3. Clasificarea bitumenelor natu- rale.....	27	E. Noțiuni despre migrația petro- lui și gazelor în scoarța terestră	58	
4. Relația dintre bitumene și cărbu- ni	28	1. Factorii magrației	61	
II. Originea petrolului și a gazelor natu- rale	29	2. Căile de migrație.....	63	
A. Ipoteze	29	3. Starea fizică a hidrocarburilor în timpul migrației.....	64	
1. Ipotezele originii minerale..	29	4. Formele de mișcare a hidrocar- burilor în migrație.....	64	
2. Ipotezele originii organice....	31	5. Criterii de clasificare a procese- lor de migrație a hidrocarburi- lor	66	
B. Condițiile de formare a petrolului și a gazelor în natură.....	34	F. Clasificarea zăcămintelor de pe- trol și gaze	70	
1. Materia primă	34	1. Clasificări genetice	75	
2. Procesele fizico-chimice de transformare a materiei or- ganice	37	2. Clasificări structurale	76	
3. Condițiile geologice ale acu- mulării și transformării ma- teriei organice în hidrocarburi	43	3. Clasificarea după forma rezer- vorului și tipul capcanei....	81	
C. Stadiul actual al problemei ori- ginii petrolului și principalele pro- bleme ce urmează a fi cercetate	46	I. Grupa zăcămintelor stratiforme....	81	
		II. Grupa zăcămintelor masive.....	89	
		III. Grupa zăcămintelor delimitate lito- logic	91	

IV. Tipuri de zăcăminte de trecere (intermediare)	93	11. Bazinul Vinez-Morav	161
4. Clasificarea zăcămintelor după relația dintre gaze, petrol și apă în interiorul rezervoarelor	94	12. Bazinul Adriatic	168
G. Principalele condiții ale distribuirii acumulărilor de petrol și gaze în scoarța terestră	95	13. Bazinul Sicilian	181
IV. Clasificarea bazinelor petrolifere și gazeifere	100	14. Bazinul Panonic	186
1. Caracterile generale ale bazinelor petrolifere și gazeifere de platformă	101	15. Bazinul Transilvaniei	207
2. Caracterile generale ale bazinelor petrolifere și gazeifere premontane (avantfese).....	101	16. Bazinul Nord-Precarpatic ..	214
3. Caracterile generale ale bazinelor petrolifere și gazeifere intramontane	102	17. Bazinul Precarpatic-Balcanic ..	218
		18. Bazinul Tracic	261
		19. Bazinul Tessalia	264
		20. Bazinul Nord Marea Neagră ..	265
		21. Bazinul Azov-Cuban	269
		22. Bazinul Est-Marea Neagră ..	275
		+ 23. Bazinul Caspic Mijlociu.....	275
		+ 24. Bazinul Sud Caspic.....	277
		25. Bazinul Bieloruss-Ucrainean (Nipru-Donet)	281
		+ 26. Bazinul Nord Caspic.....	289
		27. Bazinul Kara-Kum	294
		28. Bazinul Afgan-Tadjik	297
		29. Bazinul Fergana	300
		30. Bazinul Irkutsk	303
		31. Bazinul Timan-Peciora	306
		32. Bazinul Vest-Siberian	310
		33. Bazinul Ohojk	314
		34. Bazinul Mediteranean de Est..	315
		35. Bazinul Golfului Persic.....	319
		36. Bazinul Dechte-Kevir (Platoul Iran)	348
		37. Bazinul Fluviului Indus.....	348
		38. Bazinul Bengal	355
		39. Bazinul Assam	357
		40. Bazinul Cambay.....	360
		41. Bazinul Irrawaddy-Andaman ..	361
		42. Bazinul din Sumatera Centrală ..	369
		43. Bazinul din partea de sud a Insulei Sumatera	371
		44. Bazinul de pe coasta de nord a Insulei Iawa	371
Partea a doua			
ZĂCĂMINTELE DE PETROL ȘI GAZE DE PÊ GLOB 103			
V. Bazinele petrolifere-gazeifere din Eurasia	105		
1. Bazinul Scoțian	106		
2. Bazinul Vest-Englez	106		
3. Bazinul Nord-European.....	109		
4. Bazinul Thuringian	133		
5. Bazinul Rinului	133		
6. Bazinul Rhonului	139		
7. Bazinul Anglo-Parizian	140		
8. Bazinul Aquitan	141		
9. Bazinele Peninsulei Iberice ..	151		
10. Bazinul Europei Centrale....	155		

45. Bazinele Insulei Kalimantan	372	VIII. Bazinele petrolifere-gazeifere din	
46. Bazinul Taiwan	377	America de Nord	464
47. Bazinul Sf-ciuian	379		
48. Bazinul Ordos.....	383	74. Bazinul Alaska de nord	465
49. Bazinul Bazinul Pre-Nan-šan	385	75. Bazinele din Alaska de sud..	469
50. Bazinul Tzai-Dam	385	76. Bazinul Canadian de vest....	471
51. Bazinul Dzungar	388	77. Bazinul Canadian de est	477
52. Bazinul Sun-liao	391	78. Bazinul Appalachian	477
53. Bazinele Insulelor Japoneze..	393	79. Bazinul Michigan	481
		80. Bazinul Illinois (intern de est)	484
VI. Bazinele petrolifere-gazeifere din		81. Bazinul Williston	486
Australia și Oceania.....	404	82. Bazinul Intern de vest.....	490
		83. Bazinele Munților Stincoși	496
54. Bazinul Vest-Australian	404	84. Bazinul Permian	502
55. Bazinul Australian de Mijloc..	407	85. Bazinele din California.....	506
56. Bazinul Sus-Australian	407	86. Bazinul Golfului Mexic.....	508
57. Bazinul Arafur	408		
58. Bazinul Vogelkop	409	IX. Bazinele petrolifere-gazeifere din	
59. Bazinul Noua Calēdonie	410	America Centrală și din America	
60. Bazinul Noua Zeelandă.....	410	de Sud	539
VII. Bazinele petrolifere-gazeifere din			
Africa	411	87. Bazinele Cuba de sud și Cuba	
		de nord	546
61. Bazinul Mării Roșii	412	88. Bazinul Haiti (Azua).....	547
62. Bazinul Libian	417	89. Bazinul Tacuio	549
63. Bazinul Sahara	419	90. Bazinul Venezuela de est....	549
64. Bazinul Atlasului de est (Tuni-		91. Bazinul Venezuela de vest —	
sian)	427	Columbian	558
65. Bazinul Atlasului central	430	92. Bazinul Macaraibo.....	558
66. Bazinul Atlasului de nord....	430	93. Bazinul Columbian	570
67. Bazinul Atlasului de vest		94. Bazinul Guayaquil.....	573
(Marocan)	431	95. Bazinul Titicaca	578
68. Bazinul Vest-African	435	96. Bazinul Cursului inferior al	
69. Bazinul Golfului Guineea....	437	Amazonului	578
70. Bazinul Mozambic	451	97. Bazinul Cursului superior al	
71. Bazinul Est-African	453	Amazonului	579
72. Bazinul Madagascar	459	98. Bazinul Bahia (Todos os	
73. Bazinele interne de nord și de		Santos, Reconcavo)	518
sud ale Africii	463		

99. Bazinul Preandin central.....	583	X. Dinamica prospecțiunilor, explorărilor și exploatărilor zăcămintelor de petrol și de gaze în decursul ultimilor 100 de ani	593
100. Bazinul Mendoza	588	XI. Tendințele principale în prospectarea și explorarea zăcămintelor de petrol și gaze	615
101. Bazinul Neuquen	589	Bibliografie.....	627
102. Bazinul Patagoniei	590		
103. Bazinul Preandin de sud.....	590		

Petroleum and gaz geology

Contents

First part

THE ORIGIN OF PETROLEUM AND GAS. THE FORMATION OF OIL AND GAS FIELDS. THE CLASSIFICATION OF OIL AND GAS FIELDS AND BASINS	23		
I. The natural bitumens	25		
1. The origin of bitumens	25		
2. The bituminisation.....	27		
3. Classification of natural bitumens	27		
4. Relation between bitumens and coals	28		
II. The petroleum origin	29		
A. Hypotheses	29		
1. The hypotheses of mineral origin	29		
2. The hypotheses of organic origin	31		
B. The conditions of petroleum formation in nature	34		
1. The primary matter.....	34		
2. The physico-chemical processes for the transformation of organic matter.....	37		
		3. The geological conditions for the accumulation and transformation of the organic matter into hydrocarbons	43
		C. The present stage of the problem concerning the petroleum origin and the main problems which are to be investigated.....	46
		III. The formation of oil and gas reservoirs	50
		A. Parent-rocks of hydrocarbons..	50
		B. Reservoir rocks	53
		C. About natural reservoirs. The classification of reservoirs	56
		D. Protecting rocks	57
		E. About the petroleum and gas migration into the earth's crust..	58
		1. Migration factors	61
		2. The migration ways	63
		3. The hydrocarbons physical condition during their migration	64
		4. Types of hydrocarbons motion during their migration	64
		5. Classification criteria of the processes of hydrocarbons migration	66

F. The classification of oil and gas fields	70	4. Thuringian basin	133
1. Genetic classifications	75	5. Rhine basin	133
2. Structural classification	76	6. Rhon basin	139
3. The classification of oil and gas fields according to the reservoir shape and the trap type	81	7. Anglo-Parisian basin	140
I. The group of stratiform oil and gas reservoirs	81	8. Aquitan basin	141
II. The group of massive oil and gas reservoirs	89	9. Iberic peninsula basins	151
III. The group of lithologically delimited oil and gas reservoirs	91	10. Central Europe basin	155
IV. Types of intermediate oil and gas reservoirs	93	11. Viennese-Moravian basin	161
4. The classification of oil and gas reservoirs according to the relation between gas, oil and water within the reservoir	94	12. Adriatic basin	168
G. The main conditions of the distribution of oil and gas accumulations into the Earth crust	95	13. Sicilian basin	181
IV. The classification of the oil and gas basins	100	14. Panonic basin	186
1. The common characters of the platform basins of oil and gas;	101	15. Transsylvanian basin	207
2. The common characters of the outmountain oil and gas basins	101	16. North Pre-Carpathian basin..	214
3. The common characters of the intermountain oil and gas basins	102	17. Precarpathian basin	218
		18. Thracian basin	261
		19. Tessalia basin	264
		20. North Black Sea basin	265
		21. Azov-Cuban basin	269
		22. East-Black Sea basin	275
		23. Middle-Caspic basin	275
		24. South Caspic basin	277
		25. Bielorussia-Ukraine basin...	281
		26. North Caspic basin	289
		27. Kara-Kum basin	294
		28. Afgan-Tadjik basin	297
		29. Fergana basin	300
		30. Irkutsk basin	303
		31. Timan-Pechora basin.....	306
		32. West Siberian basin	310
		33. Ohořk basin	314
		34. Eastern Mediterranean basin..	315
		35. Persian Gulf basin	319
		36. Dechte-Kevir basin (The Iran plateau).....	348
		37. Indus Flow basin.....	348
		38. Bengal basin	355
		39. Assam basin	357
		40. Cambay basin	360
		41. Irrawaddy-Andaman basin ..	361
		42. Central Sumatra basin.....	369
		43. South Sumatra basin	371
		44. Northern coast of Jawa basin	371
		45. Kalimantan Island basin	372
		46. Taiwan basin	377
		47. Szechuan basin	379

Second part

OIL AND GAS RESERVOIRS ON THE GLOBE.....

V. Oil and gas basins from Eurasia....	105
1. Scottish basin	106
2. West-British basin	106
3. North-European basin	109

48. Ordos basin	383	77. East Canadian basin	477
49. Prenanshan basin	385	78. Appalachian basin	477
50. Tsaidam basin	385	79. Michigan basin	481
51. Dzhungar basin	388	80. Illinois basin	484
52. Sunliao basin	391	81. Williston basin	486
53. Japanese Islands basins.....	393	82. West-Internal basin	490
VI. The oil and gas basins from Australia and Oceania	404	83. Rocky Mountains basins	496
54. West-Australian basin	404	84. Permian basin	502
55. Middle Australian basin	407	85. Californien basins	506
56. South Australian basin	407	86. Mexic Gulf basin	508
57. Arafur basin	408	IX. Oil and gas basins from Central America and South America	539
58. Vogelkop basin	409	87. South Cuba and North Cuba ..	546
59. New Caledonie basin	410	88. Haiti (Azua) basin	547
60. New Zealand basin	410	89. Tacuio basin	549
VII. Oil and gas basins from Africa..	411	90. East Venezuela basin	549
61. Red Sea basin	412	91. West Venezuela — Colombian basin	558
62. Libian basin	417	92. Maracaibo basin	558
63. Saharian basin	419	93. Colombian basin	570
63. Saharian basin	419	94. Guayaquil basin	573
64. East-Atlas (Tunisian) basin ..	427	95. Titicaca basin	578
65. Central Atlas basin	430	96. Lower course of Amazon basin ..	578
66. North-Atlas basin	430	97. Upper course of Amazon basin	579
67. West-Atlas (Marocan) basin..	431	98. Bahia (Todos os Santos) basin ..	581
68. West African basin	435	99. Central Pre-Andean basin	583
69. Guinea Gulf basin	437	100. Mendoza basin	588
70. Mozambique basin	451	101. Neuquen basin	589
71. East-African basin	453	102. Patagonian basin	590
72. Madagascar basin	459	103. South Pre-Andean basin	590
73. North and the South internal basins	463	X. The evolution of exploration and exploitation of oil and gas reservoirs in the course of 100 years	593
VIII. Oil and gas basins from North America	464	XI. Main trends in the prospection and exploration of oil and gas field ..	615
74. North Alaska basin	465	Bibliography	627
75. South Alaska basin	469		
76. West Canadian basin	471		

Géologie des gisements de pétrole et gaz

Table des matières

Première Partie		
GÉNÈSE DU PÉTROLE ET DU GAZ. FORMATION DES GISEMENTS. CLASSIFICATION DES GISEMENTS ET DES BASSINS PETROGAZÉIFÈRES		23
I. Les bitumes naturels	25	
1. Origine des bitumes	25	
2. Bituminisation	26	
3. Classification des bitumes naturels	27	
4. Relation entre bitumes et charbons	28	
II. Origine du pétrole et du gaz	29	
A. Hypothèses	29	
1. Hypothèses de l'origine minérale	29	
2. Hypothèses de l'origine organique	31	
B. Conditions de formation du pétrole et du gaz dans la nature	34	
1. Matière première	34	
2. Processus physico-chimiques de la transformation de la matière organique	37	
3. Conditions géologiques de l'accumulation et de la transformation de la matière organique en hydrocarbures	43	
C. Stade actuel du problème de l'origine du pétrole et les principaux problèmes en cours de recherches	46	
III. Formation des gisements du pétrole et du gaz	50	
A. Roches-mères	50	
B. Roches-réservoir	53	
C. Notions sur les réservoirs naturels. Classification des réservoirs	56	
D. Roches protectrices	57	
E. Notions sur la migration du pétrole et du gaz dans l'écorce terrestre	58	
1. Facteurs de la migration	61	
2. Les voies de la migration	63	
3. L'état physique des hydrocarbures pendant la migration	64	
4. Les formes de mouvement des hydrocarbures dans la migration	64	
5. Critérium de classification des processus de migration des hydrocarbures	66	
F. Classification des gisements de pétrole et du gaz	70	
1. Classifications génétiques	75	
2. Classifications structurales	76	
3. Classification des gisements selon la forme du réservoir et le type du piège	81	

I. Groupe des gisements stratiformes	81	4. Bassin Thuringien	133
II. Groupe des gisements massifs	89	5. Bassin du Rhin	133
III. Groupe des gisements délimités lithologiquement	91	6. Bassin du Rhône	139
IV. Types des gisements de passage (intermédiaires)	93	7. Bassin Anglo-Parisien	140
4. Classification des gisements selon la relation entre le gaz, le pétrole et l'eau dans l'intérieur des réservoirs	94	8. Bassin d'Aquitaine	141
G. Conditions principales de la distribution des accumulations de pétrole et de gaz dans l'écorce terrestre	95	9. Bassin de la Péninsule Ibérique	151
IV. Classification des bassins pétrolifères et gazéifères	100	10. Bassin de l'Europe Centrale	155
1. Caractères généraux des bassins pétrolifères et gazéifères de plate-forme	101	11. Bassin Vienne-Moravie	161
2. Caractères généraux des bassins pétrolifères et gazeifères avant fosse	101	12. Bassin Adriatique	168
3. Caractères généraux des bassins pétrolifères et gazeifères intramontagne	102	13. Bassin Sicilien	181
		14. Bassin Pannonien	186
		15. Bassin de la Transylvanie	207
		16. Bassin Nord-Avant Carpatique	214
		17. Bassin Avant Carpatique-Balkanique	218
		18. Bassin de la Thrace	261
		19. Bassin Thessalien	264
		20. Bassin Nord-Mer Noire	265
		21. Bassin Azov-Kouban	269
		22. Bassin Est-Mer Noire	275
		23. Bassin de la Caspienne moyenne	275
		24. Bassin Sud Caspien	277
		25. Bassin Biélorusse-Ukrainien (Dniepr-Donetz)	281
		26. Bassin Nord Caspien	289
		27. Bassin Kara-Koum	294
		28. Bassin Afghan-Tadzhik	297
		29. Bassin Ferghana	300
		30. Bassin Irkoutsk	303
		31. Bassin Timan-Petschora	306
		32. Bassin Ouest-Sibérien	310
		33. Bassin Ohotsk	314
		34. Bassin Est-Méditerranéen	315
		35. Bassin de Golfe Persique	319
		36. Bassin Dechte-Kevir (Plateau Iran)	348

Deuxième partie

GISEMENTS DE PÉTROLE ET DE GAZ DANS LE MONDE

V. Bassins pétrolifères-gazeifères de l'Eurasie	105
1. Bassin Ecossais	106
2. Bassin Ouest-Anglais	106
3. Bassin Nord-Européen	109

37. Bassin du fleuve Indus	348	68. Bassin Ouest-Africain	435
38. Bassin Bengale	355	69. Bassin du Golfe Guinée.....	437
39. Bassin Assam	357	70. Bassin Mozambique	451
40. Bassin Cambay	360	71. Bassin Est Africain	453
41. Bassin Irrawaddy-Andaman..	361	72. Bassin Madagascar.....	459
42. Bassin Sumatra Centrale	369	73. Bassins internes Nord et Sud	
43. Bassin Sud Sumatra	371	Afrique	463
44. Bassin Nord Jawa	371		
45. Bassins de l'Île Kalimantan ..	372	VIII. Bassins pétrogazeifères de l'Amé-	
46. Bassin Taiwan	377	rique du Nord	464
47. Bassin Szé-Tchouen	379	74. Bassin Nord Alaska	465
48. Bassin Ordos	383	75. Bassins Sud Alaska.....	469
49. Bassin Avant Nan-Tchang ..	385	76. Bassin Ouest Canada	471
50. Bassin Tzaidam	385	77. Bassin Est Canada	477
51. Bassin Dzoungar	388	78. Bassin Appalaches	477
52. Bassin Sun-liao	391	79. Bassin Michigan	481
53. Bassins des îles japonaises....	393	80. Bassin Illinois (interne Est)..	484
		81. Bassin Williston	486
VI. Bassins pétrogazeifères de l'Austra-		82. Bassin Interne Ouest.....	490
lie et de l'Océanie	404	83. Bassins des Montagnes	
54. Bassin Ouest-Australien	404	Rocheuses.....	496
55. Bassin Australie moyenne ..	407	84. Bassin Permien	502
56. Bassin Sud-Australien	407	85. Bassins de la Californie.....	506
57. Bassin Arafour	408	86. Bassin du Golfe du Mexique..	508
58. Bassin Vogelkop	409		
59. Bassin Nouvelle Calédonie ..	410	IX. Bassins pétrogazeifères de l'Améri-	
60. Bassin Nouvelle Zéelande....	410	que Centrale et de l'Amérique du	
		Sud	539
VII. Bassins pétrolifères-gazeifères de		87. Bassins Sud Cuba et Nord	
l'Afrique	411	Cuba	546
61. Bassin de la Mer Rouge	412	88. Bassin Haiti 	547
62. Bassin Libyen	417	89. Bassin Tacuio	549
63. Bassin Sahara	419	90. Bassin Venezuela	549
64. Bassin Est Atlas (Tunisien) ..	427	91. Bassin Ouest Venezuela-Colum	
65. Bassin Atlas Central	430	bien	558
66. Bassin Nord Atlas	430	92. Bassin Maracaïbo	558
67. Bassin Ouest Atlas (Marocain)	431	93. Bassin Columbien	570
		94. Bassin Guayaquil	573

95. Bassin Titicaca	578	102. Bassin Patagonien	590
96. Bassin du cours inférieur de l'Amazone	578	103. Bassin Preandin du Sud	590
97. Bassin du cours supérieur de l'Amazone	579	X. Dynamique des prospections, explorations et exploitations des gisements de pétrole et de gaz pendant les derniers cent ans	593
98. Bassin Bahia (Todos os Santos, Reconcavo)	581	XI. Tendances principales dans les prospections et les explorations des gisements de pétrole et de gaz....	615
99. Bassin Preandin Central	583	Bibliographie	627
100. Bassin Mendoza	588		
101. Bassin Neuquen	589		

Geología de los yacimientos de petróleo y gas

Índice

La primera parte		formación de la materia orgánica en hidrocarburos ..	43
LA GENESIS DEL PETRÓLEO Y DE LOS GASES. [LA FORMACION] DE LOS YACIMIENTOS. LA CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS DE LAS CUENCAS PETROLIFERAS	23	C. El estado actual del problema del origen del petróleo y los principales problemas que están por examinar.....	46
I. Los betunes naturales	25	III. La formación de los yacimientos del petróleo y de los gases.....	50
1. El origen des los betunes....	25	A. Rocas madres	50
2. La bituminización	27	B. Rocas depósitos	53
3. La clasificación de los betunes naturales	27	C. Nociones sobre los depósitos naturales. La clasificación de los depósitos.....	56
4. La relación entre los betunes y los carbones	28	D. Rocas protectoras	57
II. El origen del petróleo y de los gases	29	E. Nociones sobre la migración del petróleo y de los gases en la corteza terrestre	58
A. Hipótesis	29	1. Los factores migradores	61
1. Las hipótesis del origen mineral	29	2. Las vías de migración	63
2. Las hipótesis del origen orgánico	31	3. El estado físico de los hidrocarburos durante la migración..	64
B. Las condiciones para la formación del petróleo y de los gases en la naturaleza	34	4. Formas de movimiento de los hidrocarburos en migración..	64
1. La materia prima	34	5. Criterios de clasificación de los procesos de migración de los hidrocarburos	66
2. Los procesos fisicoquímicos de transformación de la materia orgánica	37	F. La clasificación de los yacimientos de petróleo y gases.....	70
3. Las condiciones geológicas de la acumulación y de la trans-			

1. Clasificaciones genéticas	75	2. La cuenca del oeste — inglés	106
2. Clasificaciones estructurales..	76	3. La cuenca del norte — europeo	109
3. La clasificación de los yacimientos según la forma del depósito y según el tipo del trampa	81	4. La cuenca Turingia.....	133
I. El grupo de los yacimientos estratiformes	81	5. La cuenca del Rin.....	133
II. El grupo de los yacimientos macizos	89	6. La cuenca del Ródano	139
III. El grupo de los yacimientos litológicamente limitados	91	7. La cuenca parisina — inglesa	140
IV. Tipos de yacimientos intermedios	93	8. La cuenca de Aquitania....	141
4. La clasificación de los yacimientos según la relación entre los gases, el petróleo, el agua en el interior de los depósitos	94	9. La cuenca de la Península Ibérica	151
G. Las principales condiciones de la distribución de las acumulaciones de petróleo y gases en la corteza terrestre	95	10. La cuenca de la Europa Central	155
IV. La clasificación de las cuencas petrolíferas y gaseíferas	100	11. La cuenca moravo — vienesa	161
1. Las características generales de las cuencas petrolíferas y gaseíferas plataformas	101	12. La cuenca Adriática	168
2. Las características generales de las cuencas petrolíferas y gaseíferas premontanas	101	13. La cuenca Siciliana	181
3. Las características generales de las cuencas petrolíferas y gaseíferas intramontanas	102	14. La cuenca Panónica	186
		15. La cuenca Transilvana	207
		16. La cuenca norte — precarpática	214
		17. La cuenca Precarpática balcánica	218
		18. La cuenca Trácia	261
		19. La cuenca Tessalia	264
		20. La cuenca Norte Mar Negro..	265
		21. La cuenca Azov — Cubán ..	269
		22. La cuenca Este — Mar Negro	275
		23. La cuenca Medio — Caspia	275
		24. La cuenca Sur Caspia.....	277
		25. La cuenca Dniepro — Donetz (Bielorusa ucraniana)	281
		26. La cuenca Norte Caspia.....	289
		27. La cuenca Kara — Kum	294
		28. La cuenca Afgán — Tadjik..	297
		29. La cuenca Fergana	300
		30. La cuenca Irkutsk	303
		31. La cuenca Timan — Pechora	306
		32. La cuenca Oeste — Siberiana	310
		33. La cuenca Ojotsk.....	314
		34. La cuenca Este — mediterránea	315

Segunda parte

LOS YACIMIENTOS DE PETRÓLEO GASES EN EL MUNDO.....

V. Las cuencas petrogaseíferas de Eurasia	105
1. La cuenca escocesa	106

35. La cuenca del Golfo Pérsico..	319	64. La cuenca del Atlas de este (tunesino)	427
36. La cuenca Dejte — Kevir....	348	65. La cuenca del Atlas central..	430
37. La cuenca del río Indus.....	348	66. La cuenca del Atlas del norte	430
38. La cuenca Bengal	355	67. La cuenca del Atlas del Oeste (marroquí)	431
39. La cuenca Assam	357	68. La cuenca Oeste Africana....	435
40. La cuenca Cambay	360	69. La cuenca del Golfo de Guinea	437
41. La cuenca Irrawaddy — Anda- mán	361	70. La cuenca del Mozambico....	451
42. La cuenca de Sumatra Central	369	71. La cuenca del Este — Africano	453
43. La cuenca del Sur de Sumatra	371	72. La cuenca de Madagascar....	459
44. La cuenca del Norte de Jawa	371	74. Las cuencas interior del Norte y sur de Africa.....	463
45. La cuenca de la isla de Kali- mantán	372	VIII. Las cuencas petrogaseífera de la América del Norte	464
46. La cuenca Taiwán	377	74. La cuenca del Alaska del norte	465
47. La cuenca Si — Chuan	379	75. La cuenca del Alaska del sur	469
48. La cuenca Ordos	383	76. La cuenca Canadiana del oeste	471
49. La cuenca Pre — nanchan..	385	77. La cuenca Canadiana del este..	477
50. La cuenca Tzai — dam.....	385	78. La cuenca apalache	477
51. La cuenca Dzungar.....	388	79. La cuenca del Michigán.....	481
52. La cuenca Sun — liao	391	80. La cuenca del Illinois (interior del este)	484
53. Las cuencas de las islas japo- nesas	393	81. La cuenca del Williston.....	486
VI. Las cuencas petrogaseíferas de Australia y Oceanía.....	404	82. La cuenca interior de oeste....	490
54. La cuenca del Oeste de Austra- lia	404	83. Las cuencas de las Montañas Rochas	496
55. La cuenca del Centro de Aus- tralia	407	84. La cuenca permiana.....	502
56. La cuenca del Sur de Australia	407	85. Las cuencas de California....	506
57. La cuenca Arafur.....	408	86. La cuenca del golfo de México	508
58. La cuenca Vogelkop.....	409	IX. Las cuencas petrogaseíferas de la América central y de la de sur..	539
59. La cuenca Nueva Caledonia..	410	87. Las cuencas de Cuba del sur y norte	546
60. La cuenca Nueva Zelanda..	410	88. La cuenca de Haité (Azua)..	547
VII. Las cuencas petrogaseíferas de Africa	411	89. La cuenca de Tacuio.....	549
61. La cuenca del Mar Rojo....	412	90. La cuenca de Venezuela del este	549
62. La cuenca libiana	417		
63. La cuenca de Sahara.....	419		

91. La cuenca de Venezuela del oeste — Columbiana	558	99. La cuenca Preandina central	583
92. La cuenca de Maracaibo.....	558	100. La cuenca de Mendoza.....	588
93. La cuenca Columbiana.....	570	101. La cuenca de Neuquén.....	589
94. La cuenca de Guayaquil....	573	102. La cuenca de Patagonia.....	590
95. La cuenca de Titicaca.....	578	103. La cuenca Preandina del sur	590
96. La cuenca del curso inferior del Amazonas	578	X. Dinámica de las prospecciones, exploraciones y explotaciones de los yacimientos petrolíferos y gaseíferos en los últimos cien años.....	593
97. La cuenca del curso superior del Amazonas	574	XI. Tendencias principales en la prospección y exploración de los yacimientos de petróleo y gases.....	615
98. La cuenca de Bahía (Todos os Santos, Reconcavo)	581	Bibliografía	627

Partea întâi

Geneza petrolului și a gazelor

Formarea zăcămintelor

Clasificarea zăcămintelor

și bazinelor petrolifere-gazeifere

I. Bitumenele naturale

Petrolul și hidrocarburile gazoase naturale fac parte din marea familie a bitumenelor naturale. Prin *bitumen natural* se înțelege un amestec complex și variabil de hidrocarburi gazoase, lichide și solide.

Bitumenele naturale se deosebesc de celelalte organolite, prin aceea că sînt solubile în eter, cloroform, acetonă și alți solvenți ai hidrocarburilor.

Bitumenul poate fi legat chimic de sedimentul mineral al rocii, care în acest caz se numește *rocă bituminoasă*. Cînd bitumenele sînt legate fizic de sedimentul mineral al rocii, ocupînd porii, fisurile sau cavitățile mici, prin care ele pot circula, roca se numește *bituminiferă*. Uneori bitumenele naturale impregnează cărbuni; în astfel de cazuri este vorba de cărbuni bituminoși.

Dintre principalele bitumene naturale, se menționează:

petrolul — un amestec natural, lichid sau vîscos și inflamabil, de hidrocarburi gazoase, lichide și solide, în care hidrocarburile gazoase și solide sînt dizolvate în hidrocarburile lichide, formînd soluții sau suspensii coloidale;

gazele naturale — produse naturale ale descompunerii materiei organice în absența oxigenului; metanul este întîlnit în cantități mici și în rocile eruptive sticloase, precum și în gazele produse de activitatea vulcanică și post-vulcanică;

smoala — produs rezultat din oxidarea și rășinificarea petrolului naftenic;

asfaltul — amestec de hidrocarburi grele de petrol oxidat;

asfaltitul — bitumen mai compact decît asfaltul, cu varietățile: bitumen de Judeea, gilsonit, grahanit, albertit, manjac și wurtzelit;

parafinele fosile — produse ale petrolurilor parafinoase, cu două varietăți importante: hatchetita și ozocherita;

sisturile bituminoase (piroșisturile), cuprind polibituminele; după natura sedimentului mineral ele pot fi argiloase, marnoase, silicioase sau cărbunoase.

1. Originea bitumenelor

Bitumenele naturale sînt foarte răspîndite în scoarța terestră. Ele se găsesc în rocile sedimentare și mai rar în rocile metamorfice și eruptive. Prezența lor în aceste roci poate pune problema existenței unei legături genetice

cu ele, atribuindu-se originea internă, anorganică, sau minerală, bitumenelor care se găsesc în rocile metamorfice sau eruptive, iar bitumenelor care se găsesc în rocile sedimentare, atribuindu-se originea externă sau organică.

Prin analogie cu concepția asupra provenienței apelor din scoarța terestră, L. Mrazec a numit bitumenele din prima categorie „hidrocarburi juvenile” și pe cele din categoria a doua „hidrocarburi vadoase”.

Bitumene de origine internă (anorganică sau minerală). Din această categorie de bitumene fac parte toate bitumenele în stare gazoasă, lichidă sau solidă, legate de activitatea vulcanică. Fumerolele vulcanilor Vezuviu și Etna conțin 2,95% metan. Este cunoscută, de asemenea, prezența bitumenelor în rocile eruptive de toate categoriile. Oricare ar fi forma sub care apar bitumenele în timpul manifestărilor vulcanice și oricare ar fi starea lor în rocile eruptive, bitumenele de origine internă trebuie considerate ca un produs de degazeificare a magmei.

În magma consolidată sau în curs de consolidare se găsesc mari cantități de substanțe volatile în soluție și adeseori printre acestea se găsesc și hidrocarburi.

În cazul când magma se răcește încet, gazele sînt eliminate complet, formîndu-se roci holocristaline. Când magma se răcește repede, rezultă o masă vitroasă, ce conține o mare cantitate de gaze care n-au putut fi eliminate.

În cazul magmelor consolidate lent în adîncime, gazele eliminate se dizolvă treptat în soluțiile apoase. Acestea din urmă, prin fisuri, se ridică spre părțile superioare ale scoarței, ajungînd uneori la suprafață sub formă de izvoare termo-minerale. Din aceste soluții, în cursul ascensiunii lor, se depun o parte din substanțele minerale conținute, dînd naștere la filoane. Odată cu mineralele, se separă și hidrocarburile conținute în soluțiile apoase.

Plecînd de la această observație, L. Mrazec a ajuns la concluzia că există hidrocarburi în zăcămintele filoniene. Produsele de degazeificare a magmei pot ajunge la suprafață sub formă de emanațiuni de gaz carbonic, asociat cu o cantitate mică de metan, constituind mofetele. Când consolidarea magmei are loc la suprafață, produsul de degazeificare se degajă sub formă de fumerole.

Bitumene de origine externă (organică). Substanța organică din rocile sedimentare se transformă, în anumite condiții, în hidrocarburi, care impregnază rocile sedimentare.

Materia organică, animală sau vegetală, intră în descompunere din momentul în care a pierdut viața; în prezența oxigenului ea se oxidează, rezultînd acid carbonic, cantități minime de metan, de amoniac, de hidrogen sulfurat, hidrogen fosforat. În lipsa oxigenului, materia organică, prin bituminizare, se transformă în bitumen și prin incarbonizare, în cărbune.

Substanța vegetală supusă incarbonizării este formată din celuloză, lignină, ceruri, uleiuri și rășini.

Procesul de incarbonizare are loc în trei faze: turbificarea, humificarea și incarbonizarea propriu-zisă.

În faza de *turbificare*, în lipsa oxigenului, intervin procese biochimice. Celuloza, sub acțiunea bacteriilor anaerobe, se descompune în apă, bioxid

de carbon, metan și acizi solubili în apă. În această fază, substanța vegetală, care este parțial transformată, reacționează cu acizii și dă naștere la turbă.

În faza de *humificare* are loc un proces geochimic; lignina este atacată de acizi și transformată în acizi humici, care apoi trec în humine.

În faza de *incarbonizare*, prin eliminarea apei și a gazelor din masa huminei, se ajunge la formarea cărbunilor humici.

Cerurile, uleiurile și rășinile care rămân se transformă în bitumene, din care cele volatile se degajă, iar cele fixe rămân în masa huminei, rezultând astfel cărbuni mai mult sau mai puțin bituminoși.

2. Bituminizarea

Procesul de bituminizare constă în descompunerea materiei organice, în special a grăsimilor, în lipsa oxigenului, pe fundul apelor stătătoare dulci, salmastre sau sărate. Afară de metan și de alte hidrocarburi, mai iau naștere amoniac, hidrogen sulfurat etc.

În prima fază a acestui proces, în lipsa oxigenului, are loc un proces biologic. Procesul de bituminizare este favorizat de mediul salin, prin aceea că soluțiile saline contribuie la saponificarea grăsimilor, ușurând precipitarea substanțelor organice și minerale, în suspensie coloidală. În procesul de bituminizare, silicea coloidală, argilele etc., au rol de catalizator, reținând produsele transformate și ferindu-le de contactul cu oxigenul.

După Potonié, primul stadiu de transformare a materiei organice este *sapropelul* — un ml negru unsuros, cu miros greu, format din materia organică în putrefacție și ml mineral, care este depus pe fundul apelor sărate și sălcii.

3. Clasificarea bitumenelor naturale

O clasificare a bitumenelor naturale trebuie să țină seama de legătura genetică de derivare naturală a diferiților compuși și de materia primă din care rezultă, fie de starea fizică naturală a lor, fie de legăturile fizice sau chimice dintre bitumene și roci. În cele ce urmează sînt redată principalele clasificări.

Clasificarea lui C. Engler. În clasificarea sa chimică — genetică, Engler porneste de la anabitumen, considerat de Potonié ca primul produs de transformare a materiei organice, în urma unui proces de fermentație anaerobă. În clasificarea pe care a făcut-o, C. Engler a deosebit cinci clase de bitumene:

- 1) anabitumene — amestec de materie organică în diferite stadii de transformare și de materie organică netransformată;
- 2) polibitumene — produse de polimerizare a anabitumenelor, insolubile în solvenții hidrocarburilor. Ele sînt legate de sedimentul mineral din depozitele pelitice, ce se transformă ulterior în roci mame de petrol;
- 3) catabitumene — produse rezultate din depolimerizarea anabitumenelor;

4) ecgonobitumene — produse care rezultă din transformarea chimică a catabitumenelor.

Atît catabitumenele, cît și ecgonobitumenele sînt solubile în eter, clorofom, acetonă și alți solvenți ai hidrocarburilor;

5) oxibitumene — produse de oxidare a petrolului (asfaltul, ozocherita etc).

Clasificarea lui Hoefer. După starea fizică naturală a bitumenelor, Hoefer a deosebit trei grupe:

- 1) bitumene gazoase — gazele naturale
- 2) bitumene lichide — petrolul
- 3) bitumene solide — parafina, ozocherita etc.

Clasificarea lui L. Mrazec. În clasificarea sa, L. Mrazec, ținînd seama de legăturile fizice sau chimice dintre bitumene și roci, a deosebit două clase de bitumene: libere și fixe.

Din grupa *bitumenelor libere* fac parte hidrocarburile (gazoase, lichide și solide) care ocupă porii rocilor, fără a avea o legătură cu sedimentul mineral al acestora. Bitumenele gazoase și lichide pot circula prin porii rocilor și pot părăsi ușor roca în care se găsesc sau pot fi extrase prin încălzire. Ele sînt solubile în solvenții hidrocarburilor.

Din grupa *bitumenelor fixe* sau nelibere fac parte hidrocarburile care sînt legate intim de sedimentul mineral al rocilor, nu pot circula prin porii rocilor și sînt insolubile în solvenții hidrocarburilor. Ele nu pot fi extrase decît prin distilarea la temperaturi înalte a rocilor care le conțin.

4. Relația dintre bitumene și cărbuni

Este greu să se pună o limită între produsul procesului de bituminizare și acela al produsului de incarbonizare. Incarbonizarea — procesul de formare a cărbunilor — se produce pe seama substanței vegetale, pe cînd la formarea bitumenelor iau parte atît grăsimile organismelor animale cît și cele ale organismelor vegetale. Între cărbuni și bitumene există însă termeni intermediari, datorită faptului că în natură materia supusă transformării nu este complet diferențiată. Ca mod de geneză, cărbunii bituminoși fac legătura între incarbonizare și bituminizare, prin aceea că bitumenele din acești cărbuni își au originea în cerurile, uleiurile și rășinile materiei vegetale. Teoria originii vegetale este valabilă, în mod exclusiv, pentru cărbuni; pentru bitumene se poate admite că materia vegetală a luat parte la formarea lor, dar nu în exclusivitate.

II. Originea petrolului și a gazelor naturale

Începînd încă de la jumătatea secolului trecut, originea petrolului a format obiectul preocupărilor oamenilor de știință, dînd loc la o serie de controverse.

De atunci, cercetările de teren, experiențele de laborator și corelarea lor cu ipotezele emise în legătură cu originea petrolului au făcut ca, în stadiul actual al cunoștințelor, să ne apropiem de o soluție, care poate fi considerată ca definitivă.

Se știe că există bitumene de origine internă sau minerală și bitumene de origine externă sau organică. Rămîne ca, în stadiul actual al cunoștințelor, să se stabilească din care categorie de bitumene face parte petrolul.

Problema care se pune este aceea de a se explica originea petrolului din acumulările importante și nu ivirile de mai mică importanță din rocile eruptive. Aparițiile de petrol în unele roci eruptive au determinat pe unii cercetători să considere că există o legătură genetică între rocă și acestea, fapt care ar veni în sprijinul ipotezei originii minerale a petrolului. S-a constatat că în toate cazurile în care petrolul se găsește în roci eruptive, el este în zăcămint secundar, provenind din formațiunile sedimentare vecine.

În general, originea minerală a petrolului este susținută de chimiști; geologii au susținut totdeauna că petrolul are origine organică.

A. Ipoteze

Afară de Boutigny și V. S. Sokolov, care consideră că petrolul are o origine cosmică, ceilalți cercetători mineralogi consideră că el s-a format ca urmare a reacțiilor care s-au produs în scoarța Pămîntului.

Unii cercetători consideră că petrolul are o origine organică, el provenind din descompunerea substanțelor vegetale sau din distilarea, pe cale naturală, a cărbunilor de pămînt; alți cercetători atribuie petrolului o origine exclusiv minerală; alții consideră ca posibilă atît originea vegetală cît și cea animală.

1. Ipotezele originii minerale

Susținătorii acestei ipoteze se bazează, în general, pe rezultatele obținute în laborator.

Berthelot (1866) a obținut hidrocarburi de tipul celor din petrol din acțiunea acidului carbonic asupra metalelor alcaline la temperaturi înalte, în prezența vaporilor de apă.

D. I. Mendeleev (1877), în urma cercetărilor de laborator, a formulat o ipoteză în care susține că petrolul este de origine pur minerală și că s-a format în regiunile profunde ale scoarței, din reacția vaporilor de apă supraîncălziți cu carburile metalice.

C. V. Haricikov și H. Moissan au obținut hidrocarburi lichide din reacția dintre acizi sau apă cu carburi metalice fierbinți.

H. Moissan (1896), prin acțiunea acetilenei asupra metalelor reduse (Fe, Co, Ni etc.), a obținut hidrocarburi lichide bogate în benzină.

Sabatier și Sanderens (1901) prin hidrogenarea la rece a acetilenei, în prezența Fe și Ni redus, au obținut hidrocarburi formenice; la temperatura de 200°C au obținut hidrocarburi naftenice; la temperatura de circa 300°C au obținut hidrocarburi ciclice nesaturate. Ei au considerat că după natura catalizatorului se pot obține toate felurile de hidrocarburi. Pe baza experiențelor de laborator, autorii acestei ipoteze consideră că în scoarța Pământului există condiții de a se forma hidrocarburi. Hidrogenul din scoarța Pământului și acetilena ar proveni în urma acțiunii apei asupra carburilor metalice sau asupra metalelor alcaline.

Ipatiev a obținut petrol încălzind etilena, sub presiune, în prezența unor catalizatori.

Tropsch și Fr. Fischer au obținut hidrocarburi, de la cele mai ușoare pînă la cele cu greutate moleculară mare, din oxid de carbon și hidrogen chimic pur, la presiuni înalte și în prezența unor catalizatori (Fe, Co). Ei consideră că în scoarța Pământului există condiții să se formeze hidrocarburi în acest fel.

Boutigny și N. V. Sokolov au atribuit petrolului o origine cosmică, considerînd că el poate rezulta din acțiunea emanațiilor radioactive asupra metanului, în mediu fără aer. Acești autori au estimat că 1 km³ de rocă poroasă cu un conținut mediu de elemente radioactive, impregnată cu CH₄ sub o presiune de 100 at, ar putea da, în 100 milioane ani, circa 1 milion tone hidrocarburi lichide.

Gr. Cobălcescu și G. Munteanu-Murgoci, plecînd de la faptul că fumerolele conțin metan și alte hidrocarburi, au susținut ipoteza originii vulcanice a acumulărilor de hidrocarburi.

N. A. Kudreavțev, P. N. Kropotkin, V. B. Porfiriev (1955—1959) susțin că hidrocarburile din petrol își au originea în compuşii carbonului și hidrogenului de origine magmatică.

Argumente în sprijinul originii minerale. După unii autori, așa cum reiese din cele prezentate mai sus, originea petrolului este atribuită reacțiilor care se produc în interiorul scoarței Pământului.

Alți autori, plecînd de la faptul că fumerolele conțin metan și alte hidrocarburi, consideră posibilă originea minerală a petrolului prin intermediul manifestărilor vulcanice.

În afară de aceste considerente principale, se aduc și argumente de ordin geologic, motivate de ivirile de petrol în legătură cu rocile eruptive. Acest

argument care, la prima vedere, pare să vină în sprijinul originii minerale, este infirmat de constatarea că punerea în loc a rocilor eruptive este posteroară punerii în zăcămintă a petrolului și că acumulările de petrol din rocile eruptive sînt întotdeauna în zăcămintă secundar.

Pe de altă parte însă, temperaturile mari (peste 200°C) la care au avut loc reacțiile prin care s-au obținut hidrocarburi în laborator sînt incompatibile cu prezența dovedită a porfirinelor.

Un alt fapt care contrazice teoria originii minerale este absența în scoarță a unor carburi metalice alcaline, folosite de unii cercetători în laborator pentru obținerea de hidrocarburi; astfel de hidrocarburi nu se cunosc nici la adîncimile cele mai mari la care s-au găsit zăcămintele de hidrocarburi.

2. Ipotezele originii organice

În ipoteza originii organice, substanța primordială o constituie, în general, grăsimile cu derivații lor—acizii, cerurile sau rășinile naturale. Redăm pe scurt principalele rezultate și ipoteze, după diferiți autori:

Laurent (1863) a obținut hidrocarburi prin distilarea acizilor grași într-un curent de vapori de apă supraîncălziți.

Warren și Storber (1865) au obținut un amestec de hidrocarburi asemănător cu hidrocarburile formenice, prin distilarea săpunului din ulei de ficat de morun.

Ch. Engler și H. Hoefler (1888) au obținut hidrocarburi gazoase și hidrocarburi lichide de tipul petrolurilor formenice, naftenice, benzenice prin distilarea uleiului de ficat de morun și altor substanțe grase, animale și vegetale, în vase închise, sub o presiune de 20—25 at și la o temperatură de $360-420^{\circ}\text{C}$.

Ch. Engler, prin distilarea unui sapropel din alge monocelulare luat dintr-o lagună de pe țărmul Mării Baltice, a obținut 24,4% hidrocarburi lichide parafinoase și asfaltoase și 14,6% hidrocarburi gazoase.

Lahman, Day și Marcusson au obținut rezultate identice cu ale lui Ch. Engler distilînd ulei de ficat de morun, ulei de măsline, ulei de rapiță și ceară de albine.

Kalițki (1916) a susținut că petrolul [provine din algele marine.

Mailhe (1922) a obținut diferite tipuri de petrol prin hidrogenarea uleiurilor animale sau vegetale, sub acțiunea unui catalizator hidrogenat și deshidratant.

Stahl, Kraemer și Spilker susțin că petrolul poate proveni din ceara de diatomee.

N. D. Zelinski a obținut petrol prin distilarea colesterolului.

R. Zuber consideră că petrolul provine din celuloza plantelor.

Hoppe Seyler și Fr. Fischer au obținut CO_2 și CH_4 din celuloză și hemiceluloză.

Gussow, Howard și Trask (1941—1956), Brod, Eremenko, Vassoevici (1949—1959) consideră că prezența substanțelor organice bituminoase, asemănătoare cu petrolul, în rocile pelitice intercalate între complexele purtătoare de hidrocarburi este un argument privind originea organică a petrolului.

O serie de cercetători (Potonié, Andrussow, Gubkin) au susținut originea mixtă (animală și vegetală).

Argumente în favoarea teoriei organice a petrolului

Argumente fizico-chimice. Prin cercetări de laborator s-a stabilit că în compoziția chimică a petrolului intră o serie de elemente, în stare liberă sau combinată, care confirmă originea organică a lui.

Azotul este prezent în petrol în cantități mici, sub 1,3%, fie liber, fie combinat sub formă de compuși organici complecși dizolvați în petrol. Acești compuși sînt proveniți în special din albumine, ca derivați metilici din grupa chinoleinelor, sau ca derivați hidrogenați din grupa piridelor.

Azotul poate proveni însă și din profunzime, din fumerole, sub formă de compuși binari și nu complecși, ca metilchinoleinele.

Sulfur este întâlnit în hidrocarburi în general în cantități sub 1%, dar poate ajunge pînă la 8% sub formă de compuși ca: H_2S , tiofene și mercaptane.

Compușii sulfurului și ai azotului se formează în timpul distilării, prin acțiunea căldurii asupra unor substanțe care conțin sulf și azot. Prezența compușilor azotului și sulfurului în petrol este un argument prețios privind originea organică a lui.

Oxigenul ca element sau în componența compușilor organici, cum sînt acizii naftenici, este dizolvat în petrol în cantități mici.

În proporție mai mare se găsește în petrolurile oxidate.

După cercetările lui Ch. Engler, N. D. Zelinski și N. Rakusin, activitatea optică a petrolului (devierea planului luminii de polarizare), se datorește produșilor de descompunere ai colesterolului și fitosterinului; ea nu există la compușii de origine minerală ai carbonului, fiind o însușire proprie materiei organice.

Fosforul, pus în evidență în unele petroluri (în cele din California este în proporție de 0,01%), provine din substanța organică din care s-a format petrolul.

Porfirinele. În petroluri, în sisturile bituminoase și în unele asfalturi, prin analize au fost puși în evidență derivați ai clorofilei din grupa porfirinelor.

Porfirinele sînt combinațiile de bază ale substanțelor colorante din plante, ele fiind derivate din clorofilă, și ale substanțelor colorante din sînge, derivate din hemină. Au fost puse în evidență patru tipuri de porfirină, denumite 1, 2, 3 și 4. Porfirinele 1 și 2 s-au obținut din clorofilă, iar porfirinele 3 și 4 din hemină. Această descoperire arată neîndoios originea organică a petrolului.

A. Treibs, care a studiat petroluri din toată lumea, a găsit că aproape jumătate din cele analizate conțin între 0,004 și 0,2 mg porfirine la 100 g petrol, iar în cealaltă jumătate proporția este de la 0,4 la 4 mg/100 g petrol.

Prezența porfirinelor dă indicații privind temperatura maximă atinsă în procesul de bituminizare.

Porfiringa 1 rezultă din porfiringa 2, prin pierderea a 1 mol de carbon sub influența temperaturii, iar porfiringa 2 rezultă din clorofilă tot printr-o reacție termică. Prin cercetări de laborator, s-a stabilit că temperatura la care clorofila se transformă în porfiringa 2 și aceasta trece în porfiringa 1 nu depășește 250°C (temperatura maximă favorabilă reacției); la temperaturi mai mari, porfirinele se descompun. Dacă se ia în considerație faptul că timpul geologic poate micșora temperatura necesară reacției, se poate admite că temperaturile la care s-au format aceste porfirine nu ating 250°C.

Ținând seama că temperatura corespunzătoare adâncimilor maxime pînă la care se găsesc zăcămintele de hidrocarburi nu se ridică, în general, mult peste 160°C, înseamnă că porfirinele au avut condiții să nu se descompună.

Acest fapt, confirmat de cercetările de laborator, este în contradicție cu temperaturile mai mari (pînă la 400°C) folosite în laborator de unii cercetători pentru obținerea hidrocarburilor din distilarea materiei organice.

O altă concluzie care s-a tras din prezența porfirinelor în petrol este că mediul de formare a fost reducător și nu oxidant, deoarece porfirinele sînt sensibile la oxidare și în prezența oxigenului ele s-ar fi distrus.

Hormonii. În petrol s-au găsit, în cantități mici, dextrone — hormoni separați din uleiul de palmier și flori de salcie.

Prezența substanțelor organice asemănătoare cu petrolul determinate în rocile pelitice este un alt argument în sprijinul originii organice a petrolului.

Argumente de ordin geologic. Lipsa unei legături genetice între zăcămintele de petrol și rocile eruptive. Din studiul răspîndirii zăcămintelor de petrol în scoarța Pămîntului se constată că între ariile de răspîndire ale regiunilor petrolifere și cele ale regiunilor eruptive nu există raporturi geologice care să arate că ele sînt legate din punct de vedere genetic.

S-a constatat că la zona de contact dintre zăcămintele de petrol și rocile eruptive petrolul este asfaltizat, pentru ca mai departe de această zonă, stratele să fie normal îmbibate cu petrol. Se citează ca exemplu stratele petrolifere de Palembang din Miocenul din Sumatra. Aceste situații se explică prin faptul că rocile eruptive care vin în contact cu cele petrolifere au fost puse în loc ulterior și deci au afectat zăcămintele de petrol preexistente.

În California, în șisturile cristaline a fost întîlnit petrol; acest fapt nu constituie un argument în favoarea teoriei minerale, deoarece petrolul se găsește aici în zăcămint secundar. El a migrat din rocile sedimentare vecine, după ce, prin alterare, șisturile cristaline au căpătat însușirea de roci acumulatorie.

Originea apelor de zăcămint. După L. Mrazec, aceste ape sînt de origine marină și reprezintă resturi ale apelor bazinelor de sedimentare în care au avut loc procesele de bituminizare.

Apele sărate din zăcămintele de petrol conțin o cantitate mare de clorură de sodiu, precum și brom și iod.

Bromul și clorura de sodiu arată originea marină a acestor ape, iar iodul provine din materia organică din care a rezultat petrolul.

G. Macovei consideră că apele de zăcămintă provin din apa de constituție a organismelor vii și că ele sînt un argument pentru originea organică a petrolului.

B. Condițiile de formare a petrolului și a gazelor în natură

Pentru studiul condițiilor formării petrolului trebuie luate în considerație trei probleme principale: 1) sursa de materie primă organică; 2) procesele fizico-chimice de transformare a materiei organice în hidrocarburi; 3) condițiile geologice ale acumulării și transformării materiei organice.

1. *Materia primă*

Dacă materia organică constituie materia primă din care au luat naștere hidrocarburile naturale se pune problema provenienței sub aspect cantitativ a acesteia, îndeosebi a modului în care a putut să se acumuleze încît să dea naștere petrolului în cantități atît de mari în unele regiuni.

În timp ce la suprafața solului materia organică formează un înveliș relativ subțire și neuniform, în mediul marin ea se găsește în cantități enorme, în plancton, îndeosebi sub formă de alge. De exemplu în Marea Sargaseilor, din Oceanul Atlantic, algele plutitoare, care se găsesc în cantități considerabile, se sedimentează ca materie organică și în zilele noastre.

Pe fundul oceanelor se depun în cantități mari resturi de animale ver-tebrate. În acest sens se menționează că în partea de nord a Oceanului Atlantic, la întretăierea unor curenți marini cu temperaturi și salinități diferite, s-a produs moartea în masă a peștilor; stratul de cadavre se întindea pe o lungime de 500 km și o lățime de 100 km, avînd o grosime de 1,80 m.

Materia primă organică furnizată de regnul vegetal din mediul marin. În planctonul unor mări se dezvoltă cantități mari de alge. Uneori stratul de alge al planctonului este atît de gros încît apa ia culoarea algelor respective. Ca exemple actuale de zone cu plancton bogat în alge se pot cita Marea Roșie — unde se dezvoltă peridinee și chromacee, Arhipelagul Indiilor — unde se dezvoltă oscilarii și unele mări reci în care se dezvoltă diatomee.

De-a lungul coastei atlantice a S.U.A., în zona plajei Copalis Beach, înmulțirea rapidă a diatomeei *Aulocondiscus* dă naștere periodic unor mase mari de acumulare, diatomeea *Rhizoslenia* formează în lunile august și septembrie, de-a lungul coastei de vest a Japoniei astfel de mase de acumulare, cu o culoare brună-închisă și cu un miros de mlaștină. Mase gelatinoase de diatomee, din care se degajă bule de oxigen (rezultat din fotosinteză), for-

mează „Mare Sporco” în Adriatică. Pe coasta Oceanului Atlantic, de-a lungul Americii de Nord se produc adevărate epidemii de diatomee. S-a calculat că o diatomee, dacă ar avea condiții prielnice de dezvoltare, ar putea să se înmulțească atât de repede încât în opt zile ar forma o masă egală ca volum cu planeta noastră.

Unii geologi americani consideră că diatomeele au constituit materia primă pentru o mare parte din petrolurile din California.

Diatomeele conțin în pustulele lor ulei, sub formă de globule. S-a estimat că circa 50% din volumul diatomeelor este format din globule de ulei. În cazul cînd diatomeele ajung în apă dulce, pustulele se sparg din cauza presiunii osmotice din interiorul lor, punînd în libertate globulele de ulei.

În pereții celulelor algei *Elaeophyton*, s-a observat o cantitate de ulei sau substanță uleioasă.

Plantele marine au posibilitatea, prin fotosinteză, să sintetizeze din compuși anorganici dizolvați în apa de mare, substanțe organice complexe. Oxigenul liber, degajat în procesul de fotosinteză, folosește existenței vieții animale și vegetale, iar substanțele organice complexe rezultate se presupune că suferă transformări în direcția formării hidrocarburilor.

După S. A. Zernov, numai fitoplanctonul stratului superior al oceanelor, care formează un strat în medie de 100 m grosime, poate da anual 60 miliarde tone carbon organic.

S-a estimat că numai 2—0,02% din substanța organică ajunge pînă la fundul bazinului și intră în sediment, iar restul se dizolvă în apă pe parcursul căderii spre fund. Cantitatea de substanță organică ajunsă pe fund depinde de adîncimea bazinului și de regimul de curenți din zona respectivă.

Pînă în prezent este greu să se afirme că numai regnul vegetal marin constituie materia organică primă din care rezultă petrolul, dar este foarte probabil că ea contribuie substanțial la aceasta.

Materia primă organică furnizată de regnul animal din mediul marin. S-a susținut că peștii ar constitui principala materie organică animală din care s-a format petrolul. Fără îndoială, peștii pot constitui materia organică primă a petrolului în unele zăcăminte de petrol, însă ținînd seama de faptul că resturile lor nu se găsesc în aceeași cantitate în toate zăcămintele, această ipoteză nu poate avea o valoare reală; ea presupune acțiuni catastrofale care omoară cantități foarte mari de pești.

Unul din principalele argumente că regnul animal din mediul marin a furnizat materia primă din care s-a format petrolul este asocierea frecventă a petrolului cu sedimente bogate în fosile. Se presupune că o parte a țesuturilor organismelor a fost descompusă și transformată în petrol, rămînînd numai scheletele sub formă de fosile. În sprijinul acestei ipoteze este faptul că s-au găsit fosile pline cu lichide cu o compoziție asemănătoare petrolului. Bogăția vieții din mediul marin este un argument că materia organică din transformarea căreia s-a format petrolul este furnizată de regnul animal din acest mediu.

Materia organică nemarină. Cea mai însemnată sursă de materie organică nemarină se consideră că o constituie substanțele din humus ca: acidul humic ($C_{20}H_{10}O_6$), acidul geic ($C_{20}H_{12}O_7$) și acidul ulmic ($C_{20}H_{14}O_6$), care rezultă din descompunerea lentă a ligninei.

Cantități mari de acid humic se formează în regiunile de mlaștină, mai ales în mlaștinile de la tropice, de unde sînt duse în oceane de către apele curgătoare, sub formă de soluții sau de dispersii coloidale.

Amestecul de apă dulce cu apă sărată și schimbarea de temperatură poate cauza precipitarea materialului organic.

Relația genetică dintre petrol și humus a fost demonstrată de Hasemann, care a descompus asfalt și hidrocarburi din zăcăminte situate de-a lungul Coastei Floridei. S-a stabilit că hidrocarburi din această regiune sînt formate din acid humic.

Determinările de laborator și observațiile de teren au stabilit că în formarea hidrocarburilor naturale un rol important îl au, în primul rînd, *lipoidale* — reprezentate prin grăsimi, ceruri și rășini și *albuminele* — reprezentate prin proteine și proteide, după care urmează hidrații de carbon—reprezențați prin celuloză, hemiceluloza și lignină. Rolul primordial al lipoidelor și al albuminelor în formarea hidrocarburilor se datorește atît cantității, cît și ușurinței de a se transforma în hidrocarburi.

Studiile diferitelor sedimente au furnizat date asupra conținuturilor lor în organisme, asupra valorilor medii ale compoziției unor sedimente, în special a compoziției materiei organice conținute în ele.

În tabelul 1 sînt date conținuturile în elemente chimice ale unor specii vegetale, comparativ cu ale unor sedimente.

Tabelul 1

Conținuturile de elemente chimice ale unor specii vegetale comparativ cu ale unor sedimente (după Trask)

Organismele și sedimentele analizate	Conținutul procentual în greutate				Raportul materiei organice față de carbon	Raportul carbonului față de hidrogen
	Carbon	Azot	Hidrogen	Oxigen		
Peridinee	45	3	7	45	2,2	6,3
Diatomee	50	6	8	36	2	6,25
Copepode	50	10	8	32	2	6,25
Sapropel	52	11	6	30	1,9	8,7
Sedimente marine recente	56	6	8	30	1,8	7,0
Sedimente marine vechi	54	4	9	23	1,6	7,1

În tabelul 2 sînt date conținuturile procentuale în principalii compuși organici ai unor organisme inferioare, nevertebrate mai evoluate, și sedimente marine.

În tabelul 3 sînt date rezultatele unor analize de fitoplancton, zooplancton și de sedimente marine recente și vechi.

Tabelul 2

Conținuturile procentuale ale principalilor compuși organici
din unele organisme inferioare (după Brandt și Trask)

Organismele și materiile organice din sedimentele marine analizate	Proteină brută %	Extract cu eter*) %	Hidrocarburi %
Peridinee	14	1,5	85(?)
Diatomee	29	8	63
Copepode	65	8	22
Nevertebrate superioare	70	10	20
Materii organice în sedimente marine	40	1	47

*) Extractul cu eter include toate grăsimile prezente.

Tabelul 3

Analize de fitoplancton, zooplancton și sedimente marine (după Waksman, Trask și alții)

Extractul și compușii analizați	Fitoplancton 1) %	Zooplancton %	Sedimente marine actuale %	Sedimente marine vechi %
Extract cu eter 2)	2	10	1	3
Extract cu alcool 2)	9	5	5	4
Extract cu apă 4)	2,3	5(v.1)	3	3
Semiceluloză	11	0	2	—
Celuloză	5	2	1	0
Pentan	24	0	7(v.6)	6(?)
Acid uric	16	0	—	—
Acid insolubil (compuși) lipsiți de azot 5)	5	3	31	48
Proteină	7	56(v.7)	40	27
Solubil în apă	—	—	1	1
Solubil în acid	—	—	19	4
Insolubil în acid	—	—	—7	15
Cenușă	14	13	?	—

1) Analizele medii a trei tipuri de organisme: *Fucus vesicularis*, *Platycerpis* și *Ulna lactuca*.

2) Include petrolul, grăsimile, pigmentii și compușii organici ai sulfului.

3) Include cerurile, rășinile, pigmentii și alcaloizii.

4) Include zahărul, amidonul, alcoolul și alți acizi organici, precum și sărurile și esterii lor.

5) Include lignina.

6) Substanțe lipsite de azot, solubile în acid, cu excepția hemicelulozei

7) Include 6% chitină.

2. Procesele fizico-chimice de transformare a materiei organice

Privitor la transformările fizico-chimice pe care materia primă le suferă pe fundul bazinelor de sedimentare s-au făcut diferite considerații.

După Stadnikov, grăsimile din materia organică, prin saponificare, trec în acizi grași, care mai departe trec în cetone, iar acestea prin hidrogenare dau hidrocarburile de petrol.

După o schemă întocmită de Kinsburg-Karaghiceva, privind transformările substanței organice, grăsimile, prin acizii grași superiori și acizii naftenici, trec în hidrocarburi de petrol, iar hidrații de carbon și albuminele, prin acizii grași inferiori, trec în gaze.

Procesul de transformare a materiei organice trebuie studiat, așa cum s-a mai menționat, în legătură cu rolul bacteriilor, rolul sedimentului mineral, al temperaturii și radioactivității rocilor.

Rolul bacteriilor. În procesul de transformare a materiilor organice se disting două faze: una biochimică și una geochimică.

În faza biochimică, transformarea materiei prime se face sub influența bacteriilor anaerobe, care reduc sulfații și descompun albuminele, celuloza și acidul lactic. Din aceste reacții se degajă CH_4 , CO_2 , NH_3 , H și N liber.

În faza geochimică, transformarea materiei prime se face sub influența presiunii, temperaturii și timpului și ea corespunde fazei de distilare a produselor din faza biochimică bacteriană.

Zo Bell, Grant și Haas au atras atenția asupra capacității unor bacterii, care se găsesc în depozitele marine, de a descompune hidrocarburile. Zo Bell a menționat că acțiunile acestor bacterii asupra probelor, în intervalul de timp scurs între colectarea probelor și analiza lor, pot explica de ce Trask nu a reușit să găsească hidrocarburi lichide în sedimente de vîrstă recentă. Ca argumente pentru demonstrarea rolului bacteriilor, Zo Bell citează un caz în care proba, imediat după colectare, conținea 20 mg de hidrocarburi lichide la 100 g probă, dar majoritatea acestora au dispărut după câteva zile.

În ultimii ani s-au obținut informații asupra originii hidrocarburilor prin cercetarea carotelor extrase din sondele săpate în mare. Smith dă o descriere a unor astfel de carote, în care au fost găsite hidrocarburi lichide aromatice, alifaticе, și altele similare cu cele ce se găsesc în petrol. Carotele, luate de la diferite adîncimi, sînt descrise ca fiind formate din marne cenușii, cu intercalații de nisip cenușiu silicios, cu granulație foarte fină. Carotele au fost uscate, pulverizate foarte fin și supuse la extracție cu un amestec special de solvenți organici. Reziduul rămas după evaporarea solventului a fost separat prin cromatografie pe oxid de aluminiu. În toate cazurile, fracțiile parafino-naftenice-aromatice și asfaltice au fost obținute prin spălare, dar un mare procent din materiile organice extrase erau prea puternic absorbite de către oxidul de aluminiu, pentru a putea fi spălate cu solvenții obișnuiți.

Analizele elementare, spectrele de absorbție infraroșii și comportarea oxidului de aluminiu, în timpul separării cromatografice au arătat că fracțiile parafino-naftenice și aromatice sînt în fond hidrocarburi. Datele prezentate în tabelul 4 sugerează o transformare progresivă a materiei organice către petrol, pe măsură ce crește adîncimea la care au fost îngropate stratele.

Dacă se iau în considerație datele din tabela 4, ar rezulta că formarea petrolului are loc la presiuni mai reduse, la temperaturi mai joase, în perioade de timp mult mai scurte și la adîncimi mult mai mici.

Dar nu se precizează dacă în carotele analizate de Smith exista o oarecare radioactivitate sau conțineau bacterii vii.

Tabelul 4

Rezultatele analizei cromatografice a materiilor organice (după Smith)

Adâncimea de la care a fost luată proba	Cantitatea de materii organice extrase din 100 g sediment uscat, în grame	Analiza cromatografică a materiilor organice extrase			
		Hidrocarburi			Rămase pe oxidul de aluminiu %
		parafino-naftenice %	romatic %	asfaltoase %	
2 m	0,031	6,9	1,5	14,0	78,5
6 m	0,032	17,9	2,5	12,1	67,5
8 m	0,031	25,0	5,7	10,6	58,7

Bazat pe studii de laborator, Zo Bell a făcut o estimatie, după care circa 10 bacterii, în 1 cm³ de sediment, pot produce 0,001 g de material nesaponificabil, solubil în eter și similar cu petrolul, în $1,6 \times 10^8$ ani. Dacă 1 cm³ de sediment cântărește 1,5 — 2 g și are un conținut mediu de 10 000 bacterii, aplicând datele indicate mai sus, rezultă că fiecare gram de sediment va produce 0,001 g de material similar cu petrolul în 3×10^5 ani.

În încercările de laborator de a obține hidrocarburi prin procese biochimice, trebuie ținut seama că formele și activitățile bacteriilor pot să varieze în condiții chimice și fizice diferite. Fermentația poate să nu aibă loc sau poate să urmeze o cale diferită dacă se folosesc substanțe relativ pure. Unele dintre bacteriile care se dezvoltă pot fi anormale și incapabile de reproducere, pe când altele pot persista numai atâta timp cât se mențin condiții speciale și pot să-și dezvolte proprietăți care în faza inițială să fi fost latente, sau ascunse.

În prezent, în general, s-ar putea admite rolul bacteriilor în procesul de transformare a substanței organice în produși mai apropiați de petrol (faza biochimică) și producerea de hidrocarburi de petrol prin procese de hidrogenare, la presiuni de câteva sute de atmosfere și la temperaturi corespunzătoare adâncimilor respective, dar în general sub 200°C (faza geochimică).

Dacă prima fază, biochimică, ca timp este de durată mai scurtă, faza geochimică este de durată mult mai mare.

Rolul sedimentului mineral. Sedimentul mineral, depus odată cu substanța organică din care se formează petrolul, are rolul de a asigura protecția și îngroparea acestei substanțe, care suferă procesul de descompunere bacterială. Sedimentul mineral, foarte fin, care împiedică accesul oxigenului de la suprafață, în cantitate abundentă formează mluri care pot fi, după natura lor petrografică, silicioase, calcaroase sau argiloase.

Milurile silicioase sînt formate, în general, din particule foarte fine de diatomee, mlurile calcaroase provin din precipitarea carbonaților rezultați din dizolvarea cochiliilor calcaroase, sau din reducerea sulfatilor de calciu din apa mării, iar mlurile argiloase sînt de origină terigenă.

După Taylor, care a atras atenția asupra rolului pe care-l au aceste mluri atît în procesul de incarbonizare, cît și în procesul de bituminizare, formarea

și acumularea petrolului în complexe argiloase depinde de schimbul de baze între un electrolit (apa mării) și sedimentul argilos depus în același timp cu substanța organică.

Cercetările au demonstrat că există diferite tipuri de argile și anume: argile potasice, argile sodice, argile calcice, argile cu magneziu, argile hidrolizate.

Se știe că o argilă calcică, în contact cu apa de mare, în urma unui schimb de baze, trece în argilă sodică; aceasta, prin hidroliză, în contact cu apele dulci, trece în argilă hidrolizată, devenind impermeabilă. În felul acesta ea se transformă într-o rocă protectoare care oprește accesul de oxigen adus de apele dulci în păturile inferioare din bazinul de sedimentare, unde sînt numai bacterii anaerobe.

Substanța organică acoperită de strate de argilă hidrolizată se descompune în condiții anaerobe și produsele transformării se acumulează în sediment și rămîn în el dacă sedimentul nu e deranjat. Aceasta se întîmplă în cazul cînd apele bazinului sînt lipsite de curenți.

Deplasarea produselor de transformare bacterială din sedimentul bituminos a avut loc numai după ce acesta a fost acoperit de o cuvertură groasă de depozite sedimentare. Datorită greutateii depozitelor din cuvertură, hidrocarburi au migrat, acumulîndu-se în rocile magazin intercalate în acest înveliș sedimentar.

Influența temperaturii. Ipoteza transformării substanțelor organice în petrol sub influența temperaturii este bazată pe două argumente. În primul rînd, cînd marnele și argilele bituminoase, materiile vegetale, uleiurile și grăsimile de origine vegetală și animală sînt supuse, în laborator, unui proces de descompunere la o temperatură mai mare de 300°C și în mod obișnuit cuprinse între $500\text{--}700^{\circ}\text{C}$, se obțin din ele fracții ca gaze și alte substanțe bituminoase care seamănă cu cele din petrol.

Al doilea argument este acela că Engler a obținut, prin descompunerea termică a uleiului extras din pește Menhaden (din familia heringilor) și a săpunurilor făcute din acest ulei, produse care prin fracționare seamănă cu petrolul lampant.

Engler a făcut experiențele într-o autoclavă; descompunerea a avut loc la presiunea de circa 15 at și la temperatura de $320\text{--}400^{\circ}\text{C}$.

În laborator, rezultatele descompunerii termice depind de temperatură; în general, cu cît temperatura de descompunere este mai scăzută cu atît este mai mare procentul de hidrocarburi de tip parafinic, iar la temperaturi ridicate se obțin cantități foarte mari de hidrocarburi de tip benzen.

Maier și Zimmerly, în urma experiențelor făcute asupra unor marne bituminoase, au observat că cu cît temperatura la care se supune roca este mai scăzută, cu atît este mai lung timpul necesar pentru a se extrage o anumită cantitate de bitumene.

Temperaturile pe care Maier și Zimmerly le-au utilizat au variat între 275° și 365°C , iar timpul necesar pentru a se obține bitumene a ajuns pînă

la 144 ore. Ținând seama de aceste rezultate, ei au stabilit relația dintre temperatură, timpul de încălzire și cantitatea de bitumene produse și au estimat timpul necesar pentru a se obține o anumită cantitate de bitumene la temperaturi mai joase decât cele utilizate în experiențele făcute. Maier și Zimmerly au tras concluzia că pentru convertirea a 1% de materie organică din argile bituminoase în bitumene este necesar un timp de $8,4 \times 10^4$ ani, la temperatura de 100°C și de $6,7 \times 10^7$ ani la temperatura de 60°C.

Trask a obținut calitativ rezultate similare, descompunând prin procedeul termic sedimente organice recente.

Dacă în cazul descompunerilor termice în laborator, efectuate la temperaturi de câteva sute de grade, orice material mineral asociat cu materialul organic arată urme evidente că a fost supus la temperaturi înalte în natură, cu excepția unor cazuri rare, sedimentele cu conținut de materii organice au fost alterate din cauza temperaturii, dar majoritatea acestor sedimente nu prezintă semne care să dovedească că au fost supuse la temperaturi înalte.

Gradientii de temperatură ai scoarței terestre nu oferă temperaturi de ordinul celor utilizate în procedeul de laborator pentru descompunerea substanțelor organice. Dacă se utilizează temperaturi de 100°C sau mai mici, pentru formarea petrolului sub influența energiei termice, sînt estimate perioade de timp extrem de lungi, conform relațiilor similare cu cea stabilită de Maier și Zimmerly. De fapt timpul corespunzător temperaturii de 100°C, de exemplu, nu este extrem de lung, dar la aceasta trebuie adăugat timpul necesar ca temperatura să se ridice la 100°C (dacă aceasta este temperatura critică), sau trebuie făcute unele corecții pentru viteza mai redusă de transformare, care va predomina pînă ce stratele vor ajunge, ca urmare a mișcărilor de scufundare ale bazinului de sedimentare, la o adîncime unde temperatura este de 100°C.

Totuși, s-a sugerat că există anumiți factori care ar favoriza reducerea timpului de formare a petrolului la o anumită temperatură. Printre aceștia sînt presiunile înalte și catalizatorii. Trebuie menționat că temperaturi mai mari de 200°C nu pot fi admise în procesul de transformare a substanței organice în natură, deoarece la astfel de temperaturi sînt distruse porfirinele și prezența lor în petrol, în acest caz, n-ar mai fi explicată.

Influența radioactivității rocilor. Rezultatele cercetărilor întreprinse de Köhlhörster (1924), Mund și Koch (1924), Lind, Bardwell, Glocker (1926—1930), Rogers (1930), Sokolov (1936), C. W. Shepard (1946), Hess (1947) și alții, au arătat că fenomenele radioactive influențează transformarea materiei organice în procesul de formare a petrolului.

Ipotezele privind rolul radioactivității în transformarea compușilor organici în petrol au avut la bază constatarea că rocile mamă de petrol și unele dintre rocile magazin prezintă radioactivitate.

Argilele și marnele au dovedit o radioactivitate mult mai mare, atît față de gresii și calcare cît și față de gresiile, calcarele și nisipurile argiloase. Acest fapt trebuie luat în considerație, întrucît, după cum se știe, în cele

mai multe cazuri, argilele și marnele, prin cantitatea mare de materii organice conținute, constituie rocile mame ale petrolului.

Russell, care a studiat din punct de vedere al proprietăților radioactive peste 500 probe de roci sedimentare, a găsit că marnele din Paleozoic au în medie o radioactivitate mai ridicată decât cele din Terțiar și că, în general, există astfel de deosebiri între formațiunile mai vechi și cele mai noi.

Lind și alții au studiat în laborator reacțiile care au loc între materiile organice și particulele α , β și razele γ , emise în timpul dezintegrării spontane a elementelor radioactive, ajungând la concluzia că dezintegrările radioactive pot provoca descompunerea compușilor organici în hidrocarburi.

Elementele radioactive principale (uraniu, thoriu și potasiu) se găsesc sub formă de izotopi activi ai K^{40} în nisipuri și gresii (asociate cu minerale grele), în argile, marne, calcare impure, substanțe organice, ape de zăcămint.

Viteza de dezintegrare și energia pe care o emite acest izotop sub formă de particule β și raze γ este mai mică decât cea a particulelor α emise de uraniu și thoriu.

La dezintegrarea seriei de elemente uraniu 238 sînt produse și uraniu 234, ioniu 230 și radiu 226; din dezintegrarea ultimului este produs și radon 222, care este mai stabil în lichidele organice, cum este petrolul, decât în apă.

Prin bombardarea cu particule α a acizilor grași avînd formula $R-COOH$ (un exemplu este acidul palmitic, $(C_{15}H_{31}COOH)$), au rezultat hidrocarburi parafinice, iar prin bombardarea acidului naftenic cu particule α a rezultat o hidrocarbură ciclică (ciclohexan). Aceste rezultate sînt semnificative, deoarece anumiți acizi grași au fost identificați în materiile organice din sedimente. Eficacitatea acestui proces este însă redusă, iar viteza de transformare este foarte mică, ceea ce înseamnă că pentru a lua naștere pe această cale cantități importante de hidrocarburi, este necesar să treacă un timp geologic destul de îndelungat.

Prin bombardarea în laborator a metanului și a altor hidrocarburi gazoase cu particule α a rezultat un procent mare de hidrogen și de hidrocarburi nesaturate. Din hidrocarburile lichide au rezultat procente similare de hidrogen și o cantitate ceva mai mare de hidrocarburi nesaturate, deși acestea din urmă nu sînt prezente în petrolurile brute decât în cantități neînsemnate.

Lind consideră că la presiunile și temperaturile din zona superioară a scoartei Pămîntului orice compus din seria parafinelor poate fi transformat în hidrocarburile complexe care se găsesc în componența petrolului, pentru aceasta fiind necesare cantități mici de energie chimică. El sugerează că pot interveni și alte energii, cum ar fi descărcările electrice, radiațiile α și radiațiile ultraviolete. Lind scoate în evidență, mai departe, faptul interesant că toate aceste energii au proprietatea remarcabilă de a putea condensa hidrocarburile cu punctul de fierbere scăzut în lichide și solide, cu eliminarea numai a acelei cantități de compuși gazoși cît este necesară pentru a evita suprasaturația chimică.

Obiecțiuni aduse posibilității de transformare a materiilor organice sub influența radioactivității. Experiențele de laborator au arătat că sub influența

radiațiilor α are loc spargerea atomului de hidrogen din petrol. Aceasta ar însemna, că sub acțiunea acestor radiații, în cursul perioadelor geologice, conținutul de hidrogen ar crește, ceea ce ar conduce la formarea unor petroluri din ce în ce mai grele, cu un raport mare între carbon și hidrogen, or în realitate la transformarea materiilor organice în petrol are loc o creștere progresivă a raportului dintre hidrogen și carbon.

O altă obiecțiune adusă transformării extensive este constatarea că unele marne negre de vîrstă veche sînt foarte radioactive și conțin resturi organice netransformate în hidrocarburi. Sînt citate marnele de Autrim-Chattanooga-Woodford, din Mississippianul inferior și Devonianul superior din S.U.A. Dacă procesele de transformare radioactivă ar fi fost în acțiune încă din Devonian, ar fi de așteptat ca astfel de marne să conțină hidrocarburi libere în fisurile minuscule și să nu mai conțină de loc materii organice, sau ca acestea să fie în cantitate foarte mică. Totuși conținutul de materii organice este ridicat, cu excepția cîtorva zone în care s-au acumulat gaze naturale, iar conținutul de petrol este minim sau nul. Fără a exclude posibilitatea că aceste gaze naturale s-ar fi putut forma datorită unor procese radioactive, neregularitatea apariției lor, care contrastează cu uniformitatea radioactivității și cu conținutul ridicat în materii organice al marnelor, sînt indicii că acestea și-ar putea datora originea altor cauze.

3. Condițiile geologice ale acumulării și transformării materiei organice în hidrocarburi

Pentru a întregi ideea asupra modului cum s-au format hidrocarburile trebuie cunoscute și condițiile topografice în care poate avea loc acumularea și transformarea materiei organice.

Cercetările au stabilit că în mediul continental, în mîlurile lacurilor continentale și în mîlul de pe fundul mărilor deschise, conținutul în materie organică este relativ mic. Cu toate că aceste observații nu vin în sprijinul teoriei formării petrolului în aceste condiții, totuși acest proces nu poate fi conceput decît în mediul marin.

O condiție esențială pentru transformarea materiei organice în hidrocarburi este ca mediul să fie lipsit de oxigen, însă acest mediu nu este lipsit de oxigen. Există însă regiuni care îndeplinesc condițiile de bituminizare; acestea sînt golfurile, mările interioare, lagunele, fiordurile. În aceste regiuni, apa este neaerată, se depun sedimente fine, iar concentrația în NaCl poate crește mai mult decît în mările deschise și ca urmare a unei evaporări foarte intense, în timp, concentrația în săruri crește cu adîncimea.

Fulda a reprezentat secțiunea schematică a unei lagune care întrunește condițiile de formare a petrolului (fig. 1).

Pragul continental, din cauza mișcărilor de oscilație, poate fi exondat, ceea ce duce la întreruperea legăturii cu oceanul. În acest caz, salinitatea crește excesiv, dezvoltarea vieții este împiedicată și nu se formează sapropel. Cînd pragul coboară se creează iarăși posibilitatea de a se forma sapropel.

Stratele superioare de apă sînt în comunicație constantă cu largul și în ele are loc o selecție a planctonului aproape exclusiv a unei anumite categorii de organisme.

L. Mrazec a atras atenția încă de multă vreme asupra posibilității participării microfaunei și microflorei planctonului la formarea petrolului. Studiile întreprinse pînă în prezent asupra rocilor presupuse a fi roci mame de

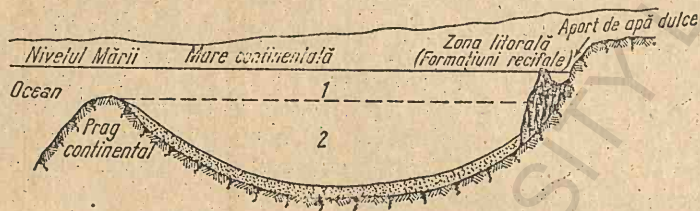


Fig. 1. Secțiunea schematică a unei lagune în care poate avea loc formarea petrolului:

1 — apă bogată în plancton, cu salinitate normală; 2 — apă lipsită de oxigen cu salinitate ridicată, cu H_2S în care nu trăiește viețuitoare; 3 — sapropel.

petrol au confirmat acest lucru. Ele au confirmat că aceste roci sînt formate aproape exclusiv din resturi de microorganisme. De exemplu, stratele de Monterey, considerate ca roci mame de petrol pentru zăcămintele din California, sînt formate aproape exclusiv din pustule de diatomee.

Materia vie organică se dezvoltă foarte bine în stratul superior de apă și ea constituie materia primă ce va suferi procesul de bituminizare. După ce a căzut la fund, materia organică este sustrasă acțiunii oxigenului. Fiind într-un mediu cu salinitate mărită are loc un proces de saponificare a grăsimilor. Produsul saponificării este reținut de materialul mineral și formează ceea ce Potonié a numit *sapropel*. Materialul mineral se prezintă sub forma unui mîl fin, argilos, silicios, calcaros sau humic.

Mediul reducător ce caracterizează stratele inferioare reduce sulfații din soluție, rezultînd fie H_2S din sulfații alcalini, fie sulfura de fier (FeS_2), care rămîne legată de sapropel.

Procese de diagenză ulterioare conduc la transformarea sapropelului și a anabitumenelor în polibitumene și în parte în catabitumene și ecgonobitumene.

Polibitumenele rămîn legate în sediment care va deveni rocă mamă, iar catabitumenele și ecgonobitumenele formează petrolul.

Una din mările actuale, care în mare măsură ar întruni condițiile menționate, ar fi Marea Neagră. Cercetările făcute de o expediție rusă în Marea Neagră, au demonstrat existența sapropelului și a produselor de bituminizare pe fundul ei.

După Arkanghelski, mîlul din această mare conține pînă la 35% substanțe organice.

Dacă se ia în considerație localizarea zăcămintelor de petrol și, mai ales, localizarea rocilor mame în raport cu zonele structurale ale scoarței, rezultă că în trecut au existat condiții favorabile formării petrolului pe locul geosinclinalelor sau în imediata lor vecinătate, într-o anumită fază a evoluției acestora și anume în faza care precede exondările.

Transformarea substanței organice. Transformarea substanței organice în bazinele de sedimentare se poate face în diferite condiții geochimice: 1) în prezența oxigenului; 2) cu acces limitat de oxigen; 3) în lipsa totală a oxigenului.

Transformarea în prezența oxigenului. În acest caz are loc oxidarea substanței organice, care trece în produse gazoase și în reziduu mineral. Gazele rezultate se pierd, trecând în atmosferă, sau fiind spălate de apele de circulație. Transformarea în prezența oxigenului se produce în cazul sedimentării materiei organice pe uscat sau în bazine nu prea adânci, în care există o circulație activă care condiționează aerarea apei.

Transformarea în condițiile accesului limitat de oxigen. Accesul limitat de oxigen caracterizează mlaștinile, lacurile și lagunele puțin adânci, în cazul când lipsește o circulație activă a apei. În afară de oxigenul conținut de substanța organică, mai pătrunde oxigen, fie prin aerarea stratului de apă, fie adus de particulele minerale. La suprafața sedimentului, oxigenul atacă produsele cele mai puțin stabile ale substanței organice, care au rezultat ca urmare a unei acțiuni bacteriale anaerobe. Mai jos, în sedimentul fin, unde nu mai este aflus de oxigen, transformarea substanței organice are loc în condiții anaerobe.

În lipsa unui înveliș protector, produsele lichide și gazoase ale bituminizării se pot pierde, iar cele solide formează rocile fine, pelitice, caustobiolite solide, care mai târziu devin șisturi bituminoase.

Transformarea în lipsa totală a oxigenului. Aceasta are loc când oxigenul lipsește total chiar de la începutul depunerii sedimentelor, în bazinele ale căror funduri se adâncesc destul de repede, uneori și în bazinele ce se scufundă mai lent.

Pentru existența unor condiții anaerobe, este necesar ca în apa bazinului să existe, în cantitate mare, materii coloidale în soluție, care în contact cu apa sărată floculează formînd o pătură de apă, ce este impermeabilă pentru aer. În acest fel, la suprafața sedimentului pelitic se formează un mediu anaerob reducător. În acest mediu are loc descompunerea materiei organice îngropată în depozitele argiloase și calcaroase. În cazul scufundării rapide a bazinului, descompunerea materiei organice este mult mai activă la început. Lichidele și gazele rezultate din procesul de bituminizare vor migra în intercalațiile permeabile din complexele argiloase și calcaroase, unde se vor forma acumulări de hidrocarburi, iar bituminele fixe, reținute de sedimentele fine, vor forma caustobiolite solide, care ulterior devin șisturi bituminoase.

În cazul cînd scufundarea bazinului este mai lentă sau cînd au loc ridicări și scufundări ale fundului bazinului în condițiile lipsei unui înveliș protector, bituminizarea materiei organice este încetinită și produsele lichide și gazoase se pot pierde.

C. Stadiul actual al problemei originii petrolului și principalele probleme ce urmează a fi cercetate

În ultimii ani s-a dovedit că aproape toate rocile argiloase, argilo-nisipoase și marnoase formate în mediu reducător conțin o oarecare cantitate de substanțe bituminoase dispersate înrudite cu petrolul (Brod — 1947, 1951, 1959, Eremenco, Maximov și Thostov — 1949, Strahov și Radionova — 1954, Teodorovici — 1952, 1954, Iurchevici — 1955, Brod și Levinson — 1955).

Prezența substanțelor bituminoase înrudite cu petrolul a fost constatată și în sedimentele actuale subacvatice. S-a constatat că pe măsura compactizării sedimentelor are loc transformarea acestor substanțe bituminoase în substanțe care se apropie tot mai mult de hidrocarburile din petrol (Weber — 1951, 1955, Smith — 1954, 1955). Rezultatele cercetărilor efectuate în ultimii ani arată că vechea concepție după care procesele de formare a petrolului și cărbunelui se exclud unul pe celălalt nu este justă.

Cercetările care se ocupă cu procesele de formare a bitumenelor, petrolului și gazelor arată că pentru formarea lor, cele mai favorabile sînt depozitele de substanță organică dispersată în sedimentele din regiunile în care predomină tendința de scufundare, atît în timpul oscilațiilor mari cît și a celor mici, ale scoarței terestre. Cele mai importante zone petrolifere și gazeifere descoperite în U.R.S.S., în America de Sud și de Nord, iar în ultimul timp, în Orientul Apropiat și Orientul Mijlociu, sînt în regiunile de scufundare constantă a scoarței Pămîntului (Howard — 1944, Pratt — 1944, 1947, Kaufmann — 1951, Brod — 1951 etc.).

Concepția privind răspîndirea regională a seriilor petrolifere și gazeifere singenetice și epigenetice permite să se dea prognoze întemeiate și să se facă o apreciere comparativă a perspectivelor, în ceea ce privește caracterul petrolifer și gazeifer al teritoriilor mari și în limitele acestor teritorii, ale zonelor izolate de acumulări de petrol și gaze.

În U.R.S.S. (Zona Precaucaz), în scopul comparării compoziției substanței organice dispersată în depozitele mezozoice și terțiare cu petroluri din aceleași complexe, s-au folosit cercetările luminiscente-bituminologice. S-a dovedit că în masa principală de substanțe organice dispersate sînt totdeauna prezente substanțe bituminoase înrudite cu petrolul. Cercetările ulterioare au arătat că substanțele bituminoase sînt des reprezentate prin asfaltene.

Pînă în ultimul timp, legătura substanțelor bituminoase, determinate cu ajutorul analizei luminiscente, cu petrolul era îndoielnică. Această problemă a fost rezolvată pozitiv după studierea substanțelor bituminoase extrase din porii subcapilari ai rocilor pelitice. În prezent, unii geologi-petroliști

consideră că substanțele mobile sînt prezente în roci fie în stare liberă, care permite o migrație, fie în stare legată, care nu permite nici un fel de migrație. Se știe că substanțele mobile care migrează liber se află cuprinse în porii supracapilari ai rocilor pe cînd substanțele legate, fie că învăluie fiecare particulă minerală de rocă, fie că sînt cuprinse în rețeaua cristalină a rocilor. Afară de aceste două stări, mai există o stare intermediară, în care substanțele mobile saturează porii subcapilari, fiind slab legate de aceștia.

Substanțele bituminoase, care migrează cu apa în porii subcapilari, se transformă în petrol numai în cazul trecerii lor din stare semilegată, în stare liberă.

Migrația trebuie privită ca un proces de transformări fizico-chimice complexe ale substanțelor mobile în stare semilegată, în timpul deplasării lor în porii subcapilari ai rocilor argiloase care încep să se compactizeze. În tot timpul cît durează compactizarea rocilor, pînă la completa lor litificare, are loc procesul de migrație moleculară, însoțit de transformări fizico-chimice ale substanțelor mobile în porii subcapilari. Tocmai în această etapă are loc procesul de formare a bitumenelor pe seama descompunerii substanțelor organice dispersate printre particulele minerale ale rocii.

Ideea formării bitumenelor în procesul de descompunere și transformare treptată a substanțelor organice dispersate în rocile argiloase în timpul compactizării lor a fost exprimată în anii 1953—1955 (Brod și Mehtiev — 1953, Andreev, Vassoevici — 1955).

Plecînd de la această idee rezultă că între gradul de compactizare a rocilor argiloase și calitatea substanțelor bituminoase dispersate în ele există o strînsă legătură. Studiarea compoziției calitative a bitumenelor dispersate poate conduce la o orientare foarte bună pentru prognoze privind compoziția petrolurilor și gazelor care formează zăcămintele ce sînt alimentate de bitumene dispersate în rocile argiloase.

Din cele expuse mai sus rezultă că sînt generatoare de bitumene, în principal, rocile care au pori subcapilari. Însă, procesul de formare a petrolului și gazelor poate să aibă loc numai în cazul cînd substanțele bituminoase trec din stare dispersată în pori subcapilari în stare liberă în porii supracapilari ai rocilor-magazin, unde pot să formeze acumulări de petrol și gaze. Acest proces decurge întrucîtva altfel în rocile carbonatate, cum sînt, de exemplu, calcarele și dolomitele a căror litificare se produce foarte repede.

Compactizarea rocilor, care provoacă închiderea porilor subcapilari, poate servi, într-o măsură oarecare, drept indiciu de încetinire și încetare a procesului de formare a bitumenelor. Procesul de formare a bitumenelor poate să reînceapă numai datorită descompunerii bitumenelor libere, care s-au separat în procesul de litificare și care au umplut în acest timp fisurile și cavernele. Un proces asemănător se observă în calcarele bituminoase și în dolomite, în care în afară de bitumene legate se cunosc, în fisuri și caverne, numeroase incluziuni de asfaltene. Bitumenele legate pot fi extrase din rocile carbonatate numai după descompunerea lor completă. De fapt, procesul de formare a

bitumenelor încetează și în rocile carbonatate odată cu litificarea. În același timp, bitumenele libere care s-au separat sub formă de asfaltene și au umplut micro- și macrofisurile, cavernele și alte diferite goluri pot da din nou, datorită descompunerii, noi cantități de substanțe bituminoase mobile. Studiarea incluziunilor de asfaltene în secțiuni, la microscop, arată prezența în jurul lor a aureolelor formate din compuși bituminoși mobili. Prin urmare nu este exclus ca descompunerea asfaltenelor să poată duce la formarea hidrocarburilor înrudite cu petrolul. De aceea, este foarte probabil ca de rocile carbonatate litificate, calcare și dolomite, să fie legată formarea bitumenelor pe seama descompunerii asfaltenelor. În cazul când acest proces va fi confirmat de cercetările ulterioare, atunci calcarele și dolomitele bituminoase care conțin în goluri incluziuni de asfaltene vor putea fi considerate fără îndoială drept roci generatoare de bitumene.

Deci, în timp ce formarea bitumenelor în rocile argiloase are loc datorită descompunerii substanței organice dispersate cu transformarea bitumenelor în porii subcapilari, în rocile carbonatate litificate are loc descompunerea bitumenelor libere din golurile supracapilare.

Pentru procesul de formare a petrolului și gazelor nu este suficient să existe bitumene primare, ci sînt necesare condiții care să permită separarea hidrocarburilor din substanțele bituminoase dispersate.

Formarea petrolului și gazelor are loc numai în cazul trecerii hidrocarburilor într-o rocă poroasă. Această rocă, numită roca magazin sau colectoare, poate fi situată în același complex în care s-au format bitumenele, sau în complexele lipsite de roci generatoare de bitumene.

Drept indicii geochimice că hidrocarburile sînt singenetice cu complexele sedimentare în care se găsesc sînt, în primul rînd, bitumenele, care reprezintă procesul de descompunere a substanțelor organice dispersate printre particulele minerale ale rocilor pelitice. Bitumenele singenetice trebuie să fie înrudite, din punct de vedere chimic, cu bitumenele dispersate în rocile-magazin și stratele aceluiași complexe. Formarea zăcămintelor de petrol și gaze, în aceste complexe, nu poate avea loc decît în cazul unui mediu favorabil pentru trecerea hidrocarburilor din stare dispersată în petrol.

Complexele calcaro-dolomitice pot fi considerate formațiuni petrolifere și gazeifere singenetice, numai dacă în ele sînt prezente bitumene legate chimic de substanța minerală și asfaltene care umplu microgolurile și macrogolurile, și dacă există o legătură chimică între acestea. Este de asemenea necesar să se constate dacă a avut loc un proces de descompunere a asfaltenelor care să fi condus la formarea hidrocarburilor.

Cu totul altele sînt indicațiile privind formarea petrolului și gazelor în complexele petrolifere și gazeifere epigenetice. Pentru profilele în care se observă alternarea stratelor de roci-magazin cu roci slab permeabile, care nu sînt generatoare de petrol, trebuie căutate rocile generatoare de petrol în alte complexe; legăturile cu acestea sînt posibile fie de-a lungul fracturilor, fie de-a lungul suprafețelor de discordanță.

În complexele groase de roci-magazin care formează un singur rezervor natural masiv, și lipsite de o sursă generatoare de bitumene, formarea petrolului și gazelor poate să aibă loc fie datorită pătrunderii hidrocarburilor din rocile generatoare de bitumene situate în culcuș și în acoperiș, fie ca urmare a substituirii litologo-faciale cu asemenea roci. Alimentarea cu hidrocarburi a complexelor petrolifere și gazeifere epigenetice poate fi atestată de prezența compușilor organici dispersați, înrudiți din punct de vedere chimic cu bitumenele surselor de alimentare.

Sarcinile principale care stau în fața cercetătorilor în legătură cu soluționarea problemei genezei petrolului și gazelor constau în studierea transformărilor fizico-chimice ce au loc în procesul de descompunere a substanței organice dispersate și a căilor de formare și de transformare a bitumenelor în porii subcapilari.

Totodată trebuie să fie studiate transformările pe care le suferă bitumenele de la trecerea lor din stare semilegată, în porii subcapilari, în cea liberă, din zăcămintele.

Cercetările din ultimii ani au adus date prețioase pentru explicarea genezei hidrocarburilor pe seama substanței organice dispersate în porii subcapilari ai rocilor argiloase.

III. Formarea zăcămintelor de petrol și de gaze

Formarea unui zăcămint de petrol sau de gaze este condiționată de existența rocilor mame, de capacitatea de acumulare a rocilor magazin, de posibilitățile de migrare a hidrocarburilor de la rocile mame pînă în interiorul rezervoarelor, de existența rocilor protectoare ce determină închiderea unei acumulări de petrol sau de gaze în interiorul rezervoarelor, precum și de existența unui aranjament structural stratigrafic sau litografic care să permită menținerea petrolului și gazelor într-un echilibru stabil. Lipsa uneia din aceste condiții poate împiedica formarea unui zăcămint.

Cunoașterea acestor condiții ajută la prospectarea, explorarea și exploatarea zăcămintelor.

A. Roci mame

Cunoașterea rocilor mame are o mare importanță practică, deoarece prezența lor dă indicații asupra existenței faciesului de petrol în care ar putea fi descoperite zăcămintele într-o regiune. Prin roci mame se înțeleg rocile provenite din sedimentul mineral care s-a depus odată cu materia organică din a cărei transformare au rezultat bitumine naturale fixe și libere. Indiferent de natura sedimentului mineral, rocile-mame sînt roci fine, uneori șistoase, din cauza presiunilor mari la care au fost supuse; în general, au aspect șistos, rocile mame argiloase.

Rocile mame sînt de regulă de culoare închisă, cafenie-brună, din cauza bitumenelor fixe care sînt legate de ele; bitumenele libere, petrolul și gazele au migrat din ele. Rocile mame, în general, sînt lipsite de schelete calcaroase, care au fost dizolvate de acidul carbonic rezultat din procesul de descompunere a materiei organice, dar unele conțin schelete de microorganisme silicioase și prezintă eflorescențe de sulfați și cristale mici de pirită. În zonele de afloriment, rocile mame sînt însoțite de izvoare sulfuroase, feruginoase și sărate.

Rocile mame mai pot fi caracterizate prin: conținutul în substanțe organice și bitumene, compoziția granulometrică, culoarea, volatilitatea (V), cantitatea de substanță volatilă ce se extrage din rocă, conținutul în carbon, coeficientul de reductibilitate, conținutul de CaCO_3 , raportul între conținutul de carbon și conținutul de azot, raportul între conținutul de azot și coeficientul de reductibilitate, raportul între coeficientul de reductibilitate și

conținutul de carbon, raportul între volatilitate și coeficientul de reductibilitate.

Aceste caractere sînt mai dificil de precizat.

Rocile mame nu sînt ușor de identificat întotdeauna numai după caracterele menționate mai sus. Această problemă a format obiectul unor cercetări, care în stadiul actual al cunoștințelor au condus la stabilirea unor criterii chimice pe baza cărora pot fi detectate.

P.D. Trask și H. W. Patnode propun folosirea unui indice numeric „numărul lui Trask”, reprezentat prin raportul $100 N : R$, în care:

N este conținutul în azot al rocii; R — puterea reductoare a rocii, exprimată prin numărul de cm^3 de acid cronic de concentrație 4%, neutralizat de 100 g rocă.

Sînt roci mame de petrol, rocile pentru care numărul lui Trask este mai mic de 5; sînt posibil roci mame, rocile pentru care acest număr este de 6—7; nu sînt roci mame acelea pentru care acest număr este peste 8.

După natura sedimentului mineral, rocile mame pot fi argiloase, silicioase, calcaroase, marnoase și, într-o mai mică măsură, cărbunoase. Spre exemplificare se citează numai cîteva din aceste tipuri de roci.

Roci mame argiloase. Ele sînt dezvoltate în grosimi apreciabile și răspîndite în aproape toate subdiviziunile stratigrafice, începînd din Paleozoic pînă în Terțiar, atît în acelea care conțin zăcăminte de hidrocarburi cît și în cele care se învecinează cu zăcămintele.

Exemple:

— Stratele de Ohio (șisturi argiloase bituminoase, cu resturi de alge și uneori de pești), din Devonianul și Carboniferul cîmpurilor Appalașiene (S.U.A.); în Devonianul superior, ele ating o grosime de circa 1 000 m;

— Stratele de Koi-Kora (șisturi argiloase, negricioase, bituminoase) din Jurasicul superior și Cretacicul mediu din regiunea Kirghiză (U.R.S.S.), care ating grosimi de circa 200 m;

— Argilele șistoase foioase, negre, din Jurasicul mediu din Platforma Moesică (România);

— Stratele de Kopa (șisturi argiloase bituminoase) din Cretacicul mediu al regiunii Ural-Emba (U.R.S.S.);

— Formațiunea „La Luna” (șisturi argiloase bituminoase, uneori cu radiolari și diatomee, asociate cu șisturi calcaroase și gresii) din Cretacicul din Venezuela, care are o grosime de circa 350 m;

— Șisturile argiloase bituminoase din Cretacicul regiunii Munților Stîncoși (S.U.A.);

— Argilele șistoase foioase, negre, din Albianul din Platforma Moesică (România).

— Stratele de Audia (șisturi argiloase, negre, bituminoase, fin foioase și cu intercalații subțiri silicioase) din Cretacicul Carpaților Orientali din România. (Pînă în prezent se cunosc numai slabe manifestări de petrol, generate de aceste șisturi);

- Șisturile argiloase bituminoase din Cretacicul din Maroc.
- Șisturile disodilice (șisturi argiloase, foioase, bituminoase, negre, cu eflorescente de sulfati, rozete de cristale de gips și cu solzi și impresiuni de schelete de pești) din Oligocenul Carpaților Orientali din România. Ele au o grosime de circa 400 m;
- Stratele de Maikop (șisturi foioase bituminoase, brun-ciocolatii, cu schelete de pești) din Oligocenul superior și Miocenul inferior din regiunea Kubanului și a Mării Negre (U.R.S.S.); grosimea lor este de 250—500 m.
- Șisturile argiloase bituminoase din Miocenul inferior din regiunea istmului Gallipoli, groase de circa 200 m.
- Stratele de Cornu (șisturi argiloase, foioase, bituminoase cu eflorescente de sulfati) din Aquitanianul Depresiunii subcarpatice (România);
- Șisturi cu radiolari (șisturi argiloase marnoase, negricioase, bituminoase) din Bazinul Transilvaniei (considerate ca rocă mamă pentru zăcămintele gazeifere) și din Depresiunea subcarpatică (România);
- Șisturile argiloase negricioase din Sarmațianul Platformei Moesice (România).

Există și unele complexe de roci bituminoase care nu au putut genera acumulări industriale de hidrocarburi, deoarece n-au existat toate condițiile de formare a zăcămintelor. Exemple:

- Șisturile argiloase bituminoase din Silurianul Platformei Ruse (stratele de Kuckers, stratele de Naslavcea);
- Șisturile bituminoase din Carboniferul din Scoția.
- Șisturile bituminoase din Permianul din Autun (Franța).
- Șisturile bituminoase din Triasicul din Tirol (Austria), din Liasicul din Germania și din Liasicul de la Anina (România).

Roci mame silicioase. Se întâlnesc în special în formațiunile Tertiare.

Exemple:

- Șisturile menilitice din Oligocenul subzonei externe a fișului Carpaților Orientali (România).
- Stratele de Monterey din Miocenul mediu din California.

Roci mame calcaroase. Ele sînt reprezentate prin calcare și dolomite, care, în foarte multe cazuri, datorită cavernelor și fisurilor ce le străbat la partea superioară, îndeplinesc și rolul de roci magazin. Aceste tipuri de roci sînt întîlnite mai ales în regiunile de platformă, în Paleozoic și în Mezozoic:

- Calcarul de Onondaga din Devonianul mediu din vestul Canadei. La partea superioară, acest calcar formează și roca magazin în care se găsesc zăcămintele din partea de vest a Canadei;
- Calcarul de Tamasopo din Cretacicul inferior și mediu din Mexic, gros de peste 1 500 m;
- Calcarul de Spindletop (Permian superior), care formează o mare parte din cap rock-ul domurilor de sare din Texas și Louisiana (S.U.A.);
- Calcarul de Asmari din Oligocenul și Miocenul inferior din Iran. La partea superioară, acest calcar formează roca magazin a zăcămintelor din Iran;
- Calcarul recifal din Miocenul din regiunea Suez.

Roci mame cărbunoase. Rocile mame de petrol cărbunoase sînt mai puțin frecvente. Se știe că între cărbuni și petrol sînt legături genetice, învederate de amestecul materiilor prime în bazinul de sedimentare; această constatare lasă să se întrevadă posibilitatea ca și cărbunii bituminoși să fie considerați ca roci mame de petrol.

Cu toate că, uneori, în același zăcămint se găsesc și strate de cărbuni, petrolul nu este întotdeauna legat genetic de cărbuni.

Ca exemplu de complexe petroliifere în care se găsesc cărbuni se poate cita Dacianul din zona cutelor diapiire din România, care conține o serie de intercalații de lignit, fără să aibă vreo legătură genetică cu acumulările de petrol, care se află în zăcămint secundar. Zăcămint de petrol acumulate în serii ce conțin cărbuni se întîlnesc în Carboniferul din Anglia, în Oligocenul și Miocenul din India (Assam), Birmania și Indonezia. Pentru zăcămintele de petrol din Anglia și Birmania, roca mamă este reprezentată de cărbunii bituminoși.

Roci magazin

Rocile care pot să înmagazineze cantități importante de hidrocarburi pe care, cel puțin în parte, le pot ceda, se numesc roci magazin sau roci acumulative. În sens mai larg, rocile magazin se numesc și roci colectoare.

Capacitatea de înmagazinare a rocilor magazin depinde de caracterele fizico-mecanice ale lor, exprimate prin coeficienți de porozitate, de permeabilitate, de saturație. Gradul de saturație cu gaze, petrol sau apă este condiționat de porozitate și de permeabilitate. Caracterele fizico-mecanice ale rocilor formează obiectul de studiu al fizicii zăcămintelor, astfel că în cele ce urmează, ele sînt expuse foarte sumar.

Raportul procentual între volumul total al porilor rocii V_1 , și volumul total al rocii V_2 reprezintă *porozitatea absolută*.

O parte din pori sînt legați între ei și formează canale supracapilare, capilare și subcapilare. Raportul între volumul porilor legați și volumul total al rocii reprezintă *porozitatea efectivă*.

Orice rocă sedimentară clastică prezintă pori; chiar marnele și argilele au în masa lor un volum total de spații goale, în unele cazuri chiar mai mare decît cel al nisipurilor și pietrișurilor.

Rocile compacte, cînd sînt fisurate sau cînd prezintă cavități rezultate în urma dizolvării pot îndeplini rolul de rocă magazin.

Volumul total al porilor este foarte variabil; factorii care influențează variația acestui volum sînt următorii:

- variațiile formei și aranjamentului granulelor;
- variații în mărimea granulelor rocii;
- gradul de cimentare a granulelor componente.

Porozitatea rocilor cimentate scade în funcție de modul de prezentare a cimentului.

În cazul unui ciment grăunțos, volumul total al porilor scade într-o măsură destul de mare, dar în cazul cînd cimentul rezultă dintr-o depunere coloidală, volumul porilor poate fi redus pînă la dispariție. Pentru un nisip, volumul maxim de pori poate fi, teoretic, de 47,63% din volumul total al rocii, în cazul cînd granulele sînt sferice, au același diametru și sînt așezate în plane orizontale astfel încît fiecare sferă dintr-un plan să stea pe o singură sferă din planul următor.

Cînd nisipul nu păstrează acest aranjament, el este format din granule neregulate, ca diametru și ca formă; în astfel de cazuri, volumul porilor scade la aproape 26% din volumul rocii respective.

Funcțiunea de rocă magazin este condiționată de posibilitatea de circulație a fluidelor prin masa rocii. Nu orice rocă cu un volum mare de pori poate îndeplini această funcțiune. Ea depinde de diametrul porilor: cu cît porii sînt mai mici, cu atît forțele capilare tind spre valori maxime, adică fluidul va fi reținut mai ușor, și invers, cu cît porii sînt mai mari, cu atît forțele capilare sînt mai slabe, iar fluidul va fi eliberat mai ușor.

După diametrul lor, porii se împart în următoarele trei categorii:

— supracapilari	> 0,5 mm
— capilari	0,002 — 0,5 mm
— subcapilari	< 0,002 mm.

După origine se deosebesc două categorii de pori (I. M. Gubkin):

— pori principali (singenetici), formați odată cu roca. Ei sînt reprezentați de spațiile dintre granulele de nisip, de intervalele dintre planele de stratificație sau, în cazul rocilor eruptive, de cavitățile rezultate în urma eliberării gazelor;

— pori secundari (epigenetici), care apar după ce s-a format roca și care pot fi reprezentați prin fisuri, caverne și alte goluri formate sub influența unuia dintre următorii factori: acțiunea de dizolvare a apei care circulă în scoarță; contractia rocilor; cristalizarea; mișcările tectonice; eroziunea.

Pentru diferite tipuri de roci, porozitatea variază, în funcție de structura rocii și după gradul de cimentare și compactizare, după cum urmează:

— roci eruptive	0,05 — 1,30 %
— șisturi marnoase și argiloase	0,50 — 1,50 %
— calcare și dolomite	0,50 — 33,0 %
— gresii	3,5 — 29,0 %
— nisipuri	1,2 — 50,0 %
— nisipurile din Dacianul din România, circa	35 %
— nisipurile din Meotianul din România, circa	25 %
— argile și marne,	circa 8 %

Nu orice rocă cu volum mare de pori poate fi însă rocă magazin; ea trebuie să fie și permeabilă.

Permeabilitatea rocilor magazin. Permeabilitatea este capacitatea rocilor de a permite curgerea fluidelor prin rețeaua de pori legați.

Permeabilitatea la curgere a unui singur fluid prin mediul poros se numește *absolută*, iar permeabilitatea *efectivă* este cea care se referă la un anumit fluid ce curge prin mediul poros în prezența altui fluid. Permeabilitatea efectivă este totdeauna mai mică decât permeabilitatea absolută.

Permeabilitatea este cu atât mai mare cu cât particulele care compun roca sînt mai omogene ca mărime și cu cât diametrul lor este mai mare.

Factorii care determină micșorarea permeabilității:

1. Gradul de cimentare. La rocile calcareoase, gradul de cimentare depinde de procentul de carbonați; cu cât acesta este mai mic, cu atât gradul de cimentare este mai mic.

Neregularitatea cimentării în masa rocii creează greutate în circulație, scăzînd permeabilitatea rocii.

2. Natura fluidului care curge prin strat.

— Apa pură, spre deosebire de apa sărată, curgînd printr-un strat de nisip poate hidrata marnele aflate în acesta, micșorîndu-i permeabilitatea.

— Petrolul, depunînd hidrocarburile grele sub forma de corpuri solide, micșorează, de asemenea, permeabilitatea.

— Gazele, în urma fenomenului de absorbție în spațiile dintre grăunții rocii, contribuie la micșorarea permeabilității.

În planul paralel cu stratificația, permeabilitatea este, în general, mai mare decât în direcția perpendiculară pe stratificație.

Saturația în petrol. Saturația în petrol a unei roci este raportul în procente dintre volumul de pori plini cu petrol și volumul total al porilor rocii.

Printre rocile ce pot fi roci magazin se pot menționa și pietrișurile și conglomeratele slab cimentate. În conglomerate s-a găsit petrol în Pennsylvania și California. În România s-au întîlnit indicații de petrol în conglomeratele burdigaliene de pe structurile Colibași și Tețcani. Se exploatează petrol din microconglomeratele sarmațiene de pe structura Boldești. Pietrișurile mărunte de la baza Levantinului din România formează, de asemenea, obiectul unor exploatări pe unele structuri legate de diapirismul sării.

Nisipurile și gresiile sînt roci magazin în foarte multe zăcăminte, în special în cele de vîrsta Terțiarului.

Calcarele și dolomitele sînt uneori roci colectoare datorită fisurilor și cavernelor care s-au format în masa lor în urma circulației apelor, datorită eroziunii sau mișcărilor tectonice. La calcarele recifale, volumul acestor cavități poate ajunge pînă la 30%.

Ca exemple de calcare bune roci colectoare se citează:

— calcarul de Trenton din zăcămintele din Lima-Indiana (S.U.A), gros de circa 200 m, în care petrolul este acumulat în partea lui superioară, pe o grosime de circa 3—30 cm;

— calcarul de Onondaga, din Devonianul mediu, în care sînt cantonate unele zăcăminte din Canada;

— calcarul de Spindletop, în care sînt cantonate unele zăcăminte din Texas.

C. Noțiuni despre rezervoare naturale.

Clasificarea rezervoarelor.

Orice acumulare de hidrocarburi poate să se formeze numai dacă există un rezervor natural, care este un recipient natural de a cărui structură depind condițiile de deplasare și de diferențiere a gazelor, petrolului și a apei în drumul lor spre capcană. După forma lor, se cunosc rezervoare stratiforme, masive și delimitate litologic, primele două avînd o mare răspîndire. Partea cea mai ridicată structural din rezervorul natural, în care se acumulează hidrocarburile, se numește *colector*.

În cele ce urmează se face o scurtă caracterizare a celor 3 tipuri de rezervoare și a subtipurilor care se deosebesc.

1. *Rezervoarele stratiforme* au formă de strat, sînt relativ omogene din punct de vedere litologic și limitate în acoperiș și culcuș de roci impermeabile, caractere ce se păstrează și în afara suprafeței productive. Grosimea acestor rezervoare este mică, în raport cu întinderea lor.

Rezervoarele stratiforme pot fi:

a) relativ omogene din punct de vedere litologic, păstrînd omogenitatea și caracterul de strat și în afara limitelor suprafețelor gazo-petrolifere;

b) relativ omogene din punct de vedere litologic și în afara limitelor suprafețelor gazo-petrolifere, dar efilate pe întinderea structurii;

c) formate dintr-o alternanță deasă de nisipuri și argile. Nisipurile uneori se efilează pe întinderea structurii.

2. *Rezervoarele masive* formate dintr-o serie groasă de strate permeabile, neseparate între ele de roci slab permeabile, sînt limitate în acoperiș de roci impermeabile. Grosimea acestor rezervoare este mare în raport cu întinderea lor. Cea mai mare parte din aceste rezervoare, întîlnite în bazinele de platformă, sînt formate din calcare și dolomite.

În general, se caracterizează printr-o oarecare neomogenitate a însușirilor colectoarelor. Independent de litologia și vîrsta stratelor, gazele, petrolul și apa întretaie de-a lungul unor suprafețe orizontale întreg rezervorul. Cu toate că acest tip de rezervor se prezintă sub aspectul formării lui ca fiind unic, există, în diferitele părți ale lui, condiții diferite de repartizare a fluidelor. Din zonele cu permeabilitate și porozitate mai mare se pot obține debite mai mari decît din zonele cu permeabilitate și porozitate mai mică.

Rezervoarele masive pot fi:

a) omogene, formate dintr-o serie omogenă de roci, în majoritate carbonatate, a căror permeabilitate poate fi determinată fie de acțiunea forțelor tectonice, care au dus la formarea de fisuri, fie de acțiunea agenților externi de eroziune sau de acțiunea de dizolvare a apelor de circulație. Ca exemplu se pot cita calcarele de Asmari (Iran) sau calcarele recifale ale rezervoarelor masive din Bașkiria (U.R.S.S.);

b) neomogene, formate dintr-o serie neomogenă de roci (alternată de calcare, nisipuri și gresii, acoperite de argile). Permeabilitatea și porozitatea variază în limite mari, de la un strat la altul. Uneori la formarea unor astfel

de rezervoare iau parte și roci eruptive (exemplu: structura Panhandl din Texas, S.U.A., fig. 2).

3. *Rezervoarele delimitate litologic* sînt înconjurate în toate părțile sau de roci slab permeabile sau de roci saturate cu apă slab activă sau parțial delimitate de roci slab permeabile, parțial de roci saturate cu apă slab activă.

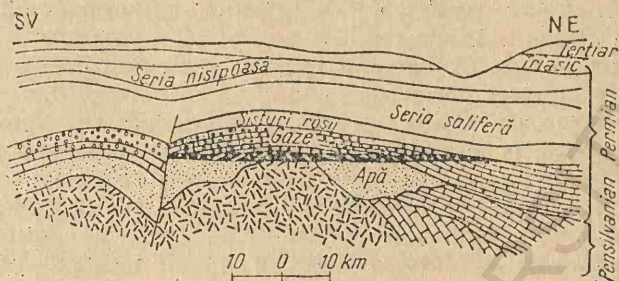


Fig. 2. Structura Panhandl — exemplu de rezervoare neomogene.

Din acest tip de rezervoare fac parte și zonele de mare porozitate și permeabilitate ca și acelea legate de o variație locală de litofacies. Aceste rezervoare au formă de lentilă sau neregulată.

Rezervoarele delimitate litologic pot fi:

a) delimitate de roci slab permeabile: în seriile argiloase, foarte des se întâlnesc lentile de nisipuri de forme neregulate, ce apar ca niște corpuri izolate și reprezentînd rezervoare independente. De asemenea zonele fisurate și cavernoase din rocile compacte, delimitate de roci compacte impermeabile sau fin fisurate, saturate cu apă pot servi ca rezervoare delimitate litologic. Ca exemplu de zăcămint cu rezervor delimitat de roci slab permeabile, se poate menționa zăcămintul din lentila XVII de pe structura Malgobek (U.R.S.S.);

b) delimitate de roci slab acvifere: în seriile de roci acvifere microgranulare sînt lentile de gresii macrogranulare. Ca exemplu se menționează rezervoarele din „gresia de o sută de picioare”, de vîrstă carboniferă, din bazinul Appalachian (S.U.A.);

c) delimitate parțial de roci slab permeabile, parțial de roci acvifere: acest tip de rezervor reprezintă o combinație a primelor două. Rezervoarele din calcarele namuriene din zona Sizram (U.R.S.S.) sînt delimitate la partea superioară de o serie carbonată, argilooasă, iar la partea inferioară de apă slab activă.

D. Roci protectoare

Roci protectoare sînt rocile care determină închiderea unui rezervor natural, pentru ca într-o anumită parte din interiorul acestuia să se poată forma o acumulare de petrol sau de gaze. Pot îndeplini rolul de roci protec-

toare rocile impermeabile sau greu permeabile și care formează strate destul de groase pentru a rezista contra presiunii zăcămintului și agenților externi, ferind zăcămintul de orice influență care ar putea să-i strice echilibrul sau să-l distrugă.

Acoperișul zăcămintului, oricare ar fi forma rezervorului, trebuie să fie impermeabil, suficient de gros și rezistent, format din roci fine, pelitice, imbibate cu apă; aceste condiții sînt îndeplinite de marne, argile sau de roci compacte, calcaroase sau grezoase.

Rocile prea compacte, datorită fisurilor care apar în ele, își pot pierde calitatea de roci protectoare.

Rocile protectoare se mai găsesc ca intercalații ce separă mai multe strate sau complexe productive și sînt formate din marne sau argile.

Stratele de roci protectoare, intercalate între stratele productive, cînd au o grosime suficientă pot să realizeze o izolare etanșă între stratele cu presiuni diferite ale unui zăcămint; în zăcămintele stratiforme, stratele impermeabile pot asigura o izolare între stratele cu apă, stratele cu petrol și cele cu gaze. În exploatare ele permit separarea obiectelor, în cazul unei exploatare selective și operațiuni de retragere la alte strate.

Dacă rocile impermeabile sau greu permeabile nu au o grosime suficient de mare și nu sînt suficient de rezistente, izolarea stratelor cu apă sau cu gaze nu se poate realiza și în unele cazuri exploatarea poate fi compromisă prin invadarea apelor sau trecerea gazelor în stratele productive de petrol.

Ca exemple de roci protectoare se pot menționa marnele și argilele—întîlnite în general în zăcămintele terțiare, gresiile și calcarele compacte și sisturile argiloase — întîlnite mai cu seamă în zăcămintele mezozoice și paleozoice. În cazul cînd stratele productive ale unui zăcămint sînt erodate și petrolul din zona de afloriment se asphaltizează, dopul de asphalt poate fi rocă protectoare pentru petrolul cantonat mai jos pe înclinarea stratelor. Ca exemplu se poate menționa zăcămintul din Oligocenul autohton din subzona externă a flișului Carpaților Orientali din România, din structura Solonț-Stănești. Uneori rolul de înveliș protector poate fi îndeplinit de Miocenul cu sare (cazul multor zăcămintele din Oligocenul autohton din subzona externă a flișului din Carpații Orientali ai României).

E. Noțiuni despre migrația petrolului și gazelor în scoarța terestră

Migrația, factor important în formarea zăcămintelor, este procesul de deplasare a hidrocarburilor din sedimentul primordial în care s-au format pînă în rezervoarele naturale unde se acumulează și formează zăcămintele. În anumite condiții acest proces poate să ducă și la dispersarea unor acumulări de hidrocarburi, adică la distrugerea zăcămintelor formate anterior.

Majoritatea ipotezelor privind formarea zăcămintelor de hidrocarburi atribuie procesului de migrație un rol important.

Divergențele existente între unele ipoteze se referă la originea rocilor generatoare de rezervoare, la existența unei deplasări în interiorul rezervoarelor și la cauzele care provoacă deplasarea în interiorul rezervorului.

Concepția asupra existenței unui proces de migrație a hidrocarburilor este bazată pe observații asupra ivirilor naturale, care reprezintă faza finală a migrației. Aceste iviri de hidrocarburi, care indică existența unei deplasări a lor în subsol, au fost sesizate și înțelese ca atare, încă din 1848, de G. V. Abich, care s-a ocupat cu studiul ivirilor de gaze naturale de lângă Baku și a formulat noțiunea de migrație verticală prin fisuri.

Mai târziu, concepția privitoare la existența proceselor de migrație a fost completată cu rolul lor în formarea acumulărilor de petrol și de gaze.

Încă din primele faze ale cercetărilor, s-a constatat relația ce există între acumulările de hidrocarburi și cutele anticlinale, ceea ce a făcut să apară concepția de migrație a hidrocarburilor, din rocile generatoare spre bolțile anticlinale.

După anul 1890, în urma datelor furnizate de foraje, începe să domine concepția despre rolul migrației în interiorul rezervoarelor și în formarea acumulărilor, cu toate că continuau divergențele în ceea ce privește căile de migrație. În același timp, s-a formulat și concepția privind diferențierea fluidelor în cuprinsul rezervorului, după greutatea lor specifice și rolul apei în deplasarea petrolului și a gazelor.

În acea perioadă au fost formulate trei condiții fundamentale în formarea acumulărilor de petrol și de gaze:

1) existența unui rezervor în care are loc acumularea și deplasarea petrolului și a gazelor;

2) existența unui înveliș ce protejează zăcămintul;

3) existența unei roci generatoare care alimentează rezervorul.

Dacă primele două condiții erau admise de majoritatea cercetătorilor, cea de a treia a fost și rămîne încă, pentru o serie de cercetători, o problemă încă incomplet elucidată.

Problemele puse în discuție de această ultimă condiție priveau atît roca mamă și condițiile de formare ale hidrocarburilor, cît și posibilitatea de deplasare a acestora.

În ceea ce privește deplasarea hidrocarburilor prin serii groase de roci, în urma experiențelor de laborator s-au constatat schimbări importante în compoziția petrolului în timpul filtrării lui prin anumite argile. Aceste cercetări au arătat că în timpul filtrării se produce o fracționare a petrolului în sensul că primele fracțiuni obținute din petrolul ce a trecut prin argile sînt ușoare și apoi cele care urmează sînt din ce în ce mai grele. Aceste experiențe au confirmat observația că în unele zăcămintele, pe scara verticală are loc o fracționare a petrolului, de la zăcămintele situate mai jos pe structură, la cele situate mai sus pe structură.

Concepțiile privind migrația fluidelor au fost supuse, în special în a doua jumătate a secolului al XIX-lea, unei aspre critici.

C. P. Kalițki afirma că petrolul s-a format în depunerile unde se găsește și astăzi. El considera că pentru formarea unei acumulări nu este nevoie de deplasarea hidrocarburilor și presupunea că nu anticlinalele sînt acelea care condiționează locul unde se găsesc acumulările, ci invers, datorită rezervoarelor de petrol s-au format anticlinalele.

C. P. Kalițki, ulterior, a admis numai migrația din interiorul rezervorului.

În prezent, numeroasele date obținute în urma dezvoltării extracției petrolului vin în sprijinul existenței migrației în interiorul rezervorului, care este unanim recunoscută.

Prezintă interes analiza observațiilor critice cu privire la migrația fluidelor în afara rezervorului, prin seriile groase de roci.

Observațiile critice aduse acestei concepții au putut fi concretizate în cinci argumente:

1. Lipsa unei variații în compoziția chimică a petrolului pe scara verticală a profilului geologic. Unele variații ale compoziției chimice a petrolului pe scara verticală a profilului geologic, explicate ca rezultat al unei filtrări în timpul deplasării, sînt privite de unii cercetători ca simple coincidențe.

2. Deoarece experiențele de laborator în care s-a constatat procesul de fracționare a petrolului au fost efectuate numai cu un anumit fel de argile, care sînt întîlnite destul de rar în profilele structurilor petrolifere, existența unei filtrări în condiții de zăcămint nu poate fi generalizată.

3. În argilele care separă stratele petrolifere dintr-o structură nu s-au observat urme de petrol rămase de pe urma migrării lui.

4. Dacă ar fi existat un proces de migrație, în cazul structurilor ce cuprind mai multe complexe ar fi trebuit să existe cupole de gaze numai în orizontul superior al formațiunii, sub învelișul impermeabil. De asemenea, dacă ar fi existat un proces de migrație, ar fi trebuit ca toate rezervoarele naturale dintr-o structură să fi fost saturate cu petrol și gaze.

5. Este îndoielnică posibilitatea deplasării fluidelor prin seriile mari ale diferitelor roci, sub acțiunea forțelor de gravitație și a celor capilare.

Pe baza datelor actuale se poate face o analiză a acestor argumente care pun la îndoială migrația hidrocarburilor în afara rezervorului.

1. În ceea ce privește primul argument, se poate afirma că se constată o variație a compoziției chimice a petrolului cu adîncimea pe scara profilului geologic, dar în limitele unei ridicări structurale. În procesul migrației regionale din afara rezervorului, această variație se observă mai greu.

V. T. Melasec, N. D. Sahnovskaia și I. Lazarev au constatat o variație a compoziției petrolului pe verticală de-a lungul profilului geologic nu numai în ceea ce privește greutatea specifică, dar și în ceea ce privește conținutul în sulf, azot, parafină, smoală. În Estul peninsulei Apșeron, V. M. Sarkisian (1945) a stabilit existența unor schimbări regulate a caracteristicilor petrolului, cum sînt greutatea specifică, procentul de benzină și cifra octanică.

2. În ceea ce privește cel de-al doilea argument trebuie să se țină seama că deși s-au folosit argile cu proprietăți filtrante deosebite, care nu sînt prea

des întilnite în zăcămintele, capacitatea filtrantă a rocilor argiloase poate fi luată în considerație ținând seama de grosimea mare în care acestea se prezintă uneori.

N. A. Eremenko a observat, în profilele geologice ale structurilor Bibi Eibat și Surahani, o dependență a greutateii specifice a petrolului de compoziția litologică a rocilor: cu cât intercalațiile de argile din profilul geologic al unei structuri sînt mai mari, cu atît greutateile specifice ale petrolului sînt mai diferite.

3. Prin analiza luminiscentei rocilor, V. I. Florovskaia și V. A. Melkov au pus în evidență, în complexele argiloase care separă stratele productive, urmele hidrocarburilor care au migrat.

De asemenea, prin metoda cartării gazelor, propusă de V. A. Sokolov, s-a pus în evidență procesul de migrare a gazelor în scoarță. După cum se știe, gazele naturale, în afară de metan, conțin și hidrocarburi mai grele, care sînt întilnite în cantități mici, fiind repartizate după compoziția lor.

4. Existența mai multor cupole de gaze în secțiunea structurilor petrolifere confirmă și nu contrazice ipoteza migrației în afara rezervorului. A. D. Jabrev a observat în unele structuri petrolifere din Peninsula Apșeron existența unor cupole de gaze la orizonturile petrolifere care au învelișuri protectoare de argile; cu cât acest înveliș este mai gros, cu atît cupola de gaze este mai mare.

La unele structuri din California, pe lîngă faptul că se constată o micșorare regulată a greutateilor specifice ale petrolurilor de la orizonturile inferioare la cele superioare, se constată și o cantitate mare de gaze prin toată seria de roci, pînă sus, unde se acumulează sub o pătură groasă de argile.

5. Migrația în afara rezervorului, sub influența forțelor capilare și a gravitației, este într-adevăr puțin plauzibilă. Prin experiențe s-a constatat că în migrația în afara rezervorului, prin seriile de roci poroase, forțele motrice nu sînt atît capilaritatea și gravitația, cît presiunea rocilor de deasupra, care provoacă stoarcerea fluidelor din roci și fenomenul difuziunii.

1. Factorii migrației

Greutatea sedimentelor. Greutatea sedimentelor tinde să provoace compactizarea rocilor. Sub acțiunea acestei forțe, fluidele din porii rocilor caută să se deplaseze. Deplasarea fluidelor începe chiar în faza de sedimentare și se continuă după transformarea sedimentului în rocă.

În faza de acumulare a sedimentelor, sub greutatea proprie a lor, milul bituminos este stors încă în faza de formare și componenții fluizi pe care îi conține se deplasează spre periferia bazinului, unde greutatea sedimentelor și presiunea sînt mai mici.

Creșterea temperaturii. În legătură cu compactizarea rocilor datorită greutateii sedimentelor mai intervine și creșterea temperaturii, determinată de scufundarea bazinului.

Sub influența creșterii temperaturii se produce o dilatare atît a rocilor cît și a gazelor, petrolului și a apei, conținute în acestea. Fluidele se dilată

mult mai mult decât rocile și tind să migreze spre regiuni cu temperaturi mai scăzute.

Sub acțiunea temperaturilor mari, petrolul poate să-și schimbe starea fizică și să treacă în stare gazoasă, iar la valori de circa 400°C , în stare de vapori.

Sub această stare fizică, el poate migra mai ușor prin difuziune la nivelele superioare din scoarță, unde se condensează. Chiar dacă deplasările petrolului nu se fac în stare de gaze sau de vapori, ci în stare lichidă, trebuie avut în vedere că, din cauza temperaturilor înalte, presiunea de zăcămint crește, atracția capilară descrește, viscozitatea se micșorează și petrolul se eliberează mai ușor și poate să migreze în regiuni cu presiuni mai mici.

De asemenea, creșterea temperaturii mărește tensiunea gazelor, care determină expulzarea petrolului.

Forțele orogenice. Forțele orogenice sînt cauze ce determină deplasarea hidrocarburilor din regiunile comprimate spre regiuni destinate, cum sînt bolțile anticlinalelor.

Acțiunea apelor de circulație. Din cauza forțelor de cutare, apele subterane, puse în circulație, caută să se deplaseze din regiunile de sinclinal spre flancurile anticlinalelor sau spre bolțile acestora, activînd deplasarea hidrocarburilor. În mișcarea ei, apa antrenează hidrocarburile sub formă de picături mici de petrol și gaze. În anumite condiții de temperatură și presiune, apa poate dizolva o cantitate mai mică sau mai mare de hidrocarburi, pe care le poate transporta în soluție. La temperaturi mai scăzute, apa eliberează din nou hidrocarburile, care se separă după greutatea lor specifice și plutesc deasupra apei, formînd picături mai mari, care, contopindu-se, dau naștere la mase de petrol și de gaze și acestea sub presiunea apei pot fi împinse și în prezența unei capcane se pot forma acumulări de petrol și de gaze.

Munn, Rich și alți geologi au încercat să demonstreze rolul exclusiv al apei în deplasarea hidrocarburilor (teoria hidroauidică).

În realitate, deplasarea hidrocarburilor sub controlul apei în migrația liberă poate fi privită numai ca unul din aspectele migrației. Factorul hidroauidic este însoțit de factorul gravitațional, care provoacă flotarea petrolului și gazelor și separarea lor deasupra apei, după greutatea lor specifice. Factorul gravitațional nu poate fi considerat ca un factor unic al migrației, decât dacă deplasarea petrolului și a gazelor s-ar face într-un rezervor natural lipsit de apă. În acest caz, petrolul, în virtutea greutății lui specifice, va ocupa flancurile anticlinalului iar gazele cupola anticlinalului.

Asemenea cazuri sînt însă foarte rare în natură.

Mișcările petrolului și gazelor sub acțiunea gravitației i se opune forța de frecare și aceea a atracției capilare, în cazul cînd mișcarea se face sub formă de picături izolate.

În cazul unor viteze mici, forța de frecare va fi neînsemnată și poate fi neglijată.

Atracția capilară va fi cu atît mai mare cu cît porii colectorului vor fi mai mici. În timpul mișcării petrolului prin porii capilari și subcapilari, un rol însemnat îl are și efectul Jamin: picăturile de petrol și de gaze tind să ia

o formă sferică, cu o suprafață cât se poate de mică; la trecerea prin pori cu un diametru mai mic, ele trebuie să-și schimbe forma. Picăturile sînt nevoite să se întindă, mărindu-și astfel suprafața de adeziune cu roca.

Rezistența la deplasarea picăturilor este învinsă cînd intervine factorul hidroauleic.

Migrația liberă este, deci, condiționată de factorul hidroauleic, separarea de factorul gravitațional, iar atracția capilară și forța de frecare nu fac decît să însoțească atît mișcarea care are loc, cît și redistribuirea fluidelor în interiorul rezervoarelor naturale.

2. Căile de migrație

Căile de migrație a petrolului și gazelor în scoarța Pămîntului sînt porii și fisurile din roci, zonele de fisuri ce apar în legătură cu bolțile anticlinalelor în rocile compacte, zonele de zdrobire, determinate de fracturi, suprafețele de șariaj, fracturile și faliile.

În cazul migrației prin porii rocilor se pot deosebi două aspecte:

1) prin porii subcapilari (cazul rocilor fine, pelitice, greu permeabile) migrația se poate face prin difuziune capilară sau moleculară;

2) prin porii supracapilari (cazul rocilor ușor permeabile), migrația se face liber, neexistînd forțe capilare care să se opună mișcării.

Prin fisurile rocilor, care în general formează spații supracapilare, migrația este mai ușoară. În fisurile unor roci se cunosc depuneri de asfalt, smoală sau ozocherită, care dovedesc migrația prin fisuri.

Fracturile și faliile, care obișnuit sînt însoțite de o rețea de fisuri ce ușurează deplasarea hidrocarburilor, sînt căi foarte bune de migrație. Faliile pot însă împiedica migrația cînd sînt etanșe. Manifestări și acumulări de hidrocarburi în zonele de falii și fracturi se cunosc în multe regiuni de pe glob.

Migrația în afara rezervorului natural. Migrația în afara rezervorului natural începe în faza de depunere și acumulare a sedimentelor și se continuă în mîlul bituminos, în timpul transformării materialului organic. Ea se continuă și în sedimentele fine ce acoperă mîlul bituminos, pe direcțiile de cea mai slabă rezistență. Prin roci pelitice, migrația în afara rezervorului se face prin difuziune moleculară și capilară.

Starea fizică a fluidelor care se deplasează în afara rezervorului prin serii groase de roci, în general greu permeabile, poate fi sub formă de vapori sau emulsii de petrol, gaze și apă. Hidrocarburile care migrează în stare de vapori ajung la nivele superioare, unde condițiile de temperatură și presiune sînt diferite de cele din adîncime și poate avea loc un proces de condensare retrogradă.

Emulsiile care, în general, folosesc spațiile poroase, faliile, fisurile, pot rezista atîta timp cît temperatura și presiunea fac posibilă aceasta. Dacă nu se desfac în drumul de la roca mamă spre rezervor, ele se rup cînd ajung în interiorul rezervorului. Cînd se desfac în afara rezervorului, ele dau naștere la acumulări separate de apă, petrol și gaze sau la amestecuri ale acestor

fluide. Gazele, avînd mobilitate mai mare, se ridică în stratele mai de la suprafață, sub pătura de roci impermeabile. Cînd nu întîlnesc însă un înveliș perfect impermeabil, ele difuzează la suprafață și nu vor forma acumulări separate.

În procesul de migrație în afara rezervorului se produc și transformări în compoziția hidrocarburilor, datorită fracționării fizico-mecanice: hidrocarburile mai grele formează acumulări în partea inferioară a seriilor petrolifere, pe cînd cele mai ușoare formează acumulări în partea superioară a acestor serii.

De la această repartizare fac excepție cazurile cînd în stratele superioare intervin agenți de degradare a zăcămintului.

Migrația în interiorul rezervorului. Migrația în interiorul rezervorului este o migrație laterală ce duce la formarea acumulării. Deplasarea hidrocarburilor în interiorul rezervorului se face datorită factorului hidraulic, iar separarea lor în interiorul capcanei se face pe cale gravitațională.

În rezervoare cu permeabilitate mare, separarea se face datorită factorului gravitațional, spre deosebire de rezervoarele puțin permeabile, în care, datorită permeabilității diferite (din cauza litologiei), separarea fluidului se face sub acțiunea forțelor capilare. Apa se va concentra în părțile greu permeabile ale rezervorului, iar petrolul și gazele în părțile ușor permeabile.

3. Starea fizică a hidrocarburilor în timpul migrației

Hidrocarburile se pot deplasa în scoarță sub mai multe forme:

- Petrol cu gaze în soluție.
- În stare de vapori. La temperaturi și presiuni ridicate, hidrocarburile pot trece în stare de vapori. Hidrocarburile în stare de vapori migrează prin difuziune prin porii fini ai rocilor nesaturați cu apă și, ridicîndu-se în scoarță, ajung în zone cu temperaturi și presiuni mai mici, unde se condensează.
- Sub formă de molecule sau pelicule moleculare. În această stare, hidrocarburile se pot deplasa în masa rocilor sau a apei din roci prin difuziune. Peliculele de petrol pot înveli picăturile de apă și migrează împreună prin fisurile sau prin porii rocilor.
- Sub formă de emulsii. Migrația fluidelor poate avea loc și sub formă de emulsii de petrol în apă. Această deplasare poate avea loc atîta timp cît tensiunile superficiale ale componentelor respective sînt destul de apropiate ca să poată forma emulsii la temperaturile ridicate întîlnite la adîncimi mari. În procesul migrației, în interiorul ca și în afara rezervoarelor, emulsiile se pot desface și gazele, petrolul și apa se acumulează în strate separate.

4. Formele de mișcare a hidrocarburilor în migrație

După formele de mișcare a hidrocarburilor, migrația poate fi prin difuziune moleculară capilară și liberă.

Migrația prin difuziune moleculară. Granulele rocilor pelitice saturate cu apă, în virtutea atracției moleculare, sînt învelite de strate de apă, care în

contact unul cu altul formează o masă de apă. Petrolul și gazele se deplasează de la o moleculă de apă la alta în stare de molecule sau pelicule moleculare. Petrolul sub formă de pelicule înconjoară bule de gaze foarte mici. Bulele de gaze astfel înconjurate de petrol se deplasează prin masa apei din roci.

În urma tasării rocilor sub greutatea sedimentelor, apa este împinsă și odată cu ea petrolul și gazele.

Posibilitățile de difuziune sînt în funcție atît de natura substanței care difuzează, cît și de capacitatea de difuziune a rocilor. Viteza de difuziune a hidrocarburilor prin apă este mai mică decît prin roci uscate, iar prin roci umede este și mai mică decît prin apă.

Pentru ca un zăcămint să nu fie supus distrugerii prin difuziune trebuie să aibă un înveliș cu un coeficient de difuziune foarte mic, ca de exemplu, argile îmbibate cu apă.

Migrația capilară. Această formă de migrație are loc sub acțiunea forțelor capilare.

Rolul forțelor capilare în deplasarea hidrocarburilor a făcut pe unii cercetători, ca Mac Koy, să dezvolte așa numita „teoria capilară a migrației”, pe care mai tirziu a numit-o „teoria substituției”.

Lucrările făcute în sprijinul acestei teorii arată că fenomenele capilare nu sînt decît aspecte particulare ale migrației. Ele influențează deplasarea și redistribuția hidrocarburilor în rocile din scoarța terestră, în funcție de proprietățile hidrocarburilor, ale rocii și de dimensiunea porilor.

Gravitația nu intervine atîta timp cît predomină forțele capilare, respectiv în cazul cînd porii sînt mai mici de 0,1 mm; cînd porii sînt cuprinși între 0,1—0,5 mm poate interveni și gravitația, și diferențierea fluidelor se face după greutatea specifică.

Deoarece mecanismul deplasării petrolului și gazelor sub acțiunea forțelor capilare nu este încă suficient studiat, se poate presupune că migrația capilară nu se poate face la distanțe mari și nici nu poate avea un rol preponderent în procesul de migrație, care să conducă la formarea zăcămintelor de petrol și de gaze.

Migrația liberă. Prin migrație liberă se înțelege deplasarea fluidelor prin rocile permeabile — care obișnuit formează rezervoare naturale — precum și prin fisuri sau falii deschise.

După cum se știe, stratele scoarței terestre, sub efectul forțelor orogentice, aflorează uneori la suprafață. Prin stratele poroase ale aflorimentelor pătrunde apa meteorică. Aceasta se deplasează din regiunile înalte ale aflorimentelor în jos pe înclinarea stratelor, spre regiunea de descărcare. Viteza de deplasare a apei între regiunea de încărcare și regiunea de descărcare a rezervorului este în funcție de presiunea hidrostatică, determinată de diferența de înălțime între cele două regiuni, de permeabilitatea și înclinarea stratelor, de prezența ecranelor din interiorul rezervoarelor (falii, discordanțe stratigrafice, ecrane litologice), ce se pot interpune în drumul apelor.

Viteza de circulație a apelor este mai mare în regiunile cutate, unde diferențele de nivel între regiunea de încărcare și cea de descărcare sînt mai mari decît în regiunile de platformă.

5. Criterii de clasificare a proceselor de migrație a hidrocarburilor

De cunoașterea proceselor de migrație a hidrocarburilor, atît în stare lichidă cît și în stare gazoasă, este strîns legată cunoașterea condițiilor de formare și de conservare a zăcămintelor.

Studiul proceselor de migrare — amploarea procesului, direcția de deplasare, starea fizică a hidrocarburilor, căile pe care s-a produs migrația — s-a făcut pe baza observațiilor de teren și de laborator.

Migrația singenetică, care însoțește procesul de sedimentare și de transformare a substanței organice, nu a putut fi explicată pe baza observațiilor sau a cercetărilor de laborator.

În vederea unui studiu sistematic al proceselor de migrație, s-a simțit nevoia unei clasificări a materialului cunoscut, care privește această problemă.

Criteriile de clasificare a proceselor de migrație, propuse de diferiți cercetători, au evoluat în timp, pe măsura acumulării datelor de natură să elucideze aspectele acestui proces. Dintre cele mai cunoscute clasificări, se menționează cele întocmite de K. Krejci-Graf, R. Zuber, V. I. Illing, F. Lehy, I. O. Brod (v. tabelul 5).

I. M. Gubkin, în lucrarea sa „Studiul petrolului” (1937), menționează: „Legea deplasării petrolului este extrem de simplă; el alege calea celei mai mici rezistențe și în fiecare caz luat în parte migrează în direcția în care îi vine mai ușor să o facă”.

Această observație a lui I. M. Gubkin arată că cunoașterea zăcămintelor și structurilor petrolifere este în strînsă legătură cu cunoașterea legilor de deplasare a hidrocarburilor.

În 1947, I. O. Brod a elaborat o clasificare, bazată pe următoarele criterii:

- 1) forma de mișcare și scara la care se face deplasarea fluidelor;
- 2) complexul rocilor în care se face deplasarea, căile și direcția mișcării fluidelor.

După forma de mișcare, el deosebește două feluri de migrații: migrația moleculară și migrația liberă.

Migrația moleculară prin difuziune constă în deplasarea moleculelor izolate și a grupelor de molecule ce constituie pelicule moleculare în masa rocilor sau a apei din roci.

Caracteristica migrației moleculare constă în aceea că ea însoțește toate celelalte forme de migrație, indiferent de scara la care se face deplasarea fluidelor (locală sau regională); ea poate fi constatată prin diferite metode fizico-chimice de cercetare.

Migrația liberă este circulația apei și a hidrocarburilor lichide și gazoase după legile filtrării. În timpul migrației libere se deplasează mase importante de fluide, fie la o scară mică, locală, fie la una mai mare, regională.

Tabelul 3

Clasificările proceselor de migrație după diferiți autori

Autorul clasificării	Fenomenele de migrație după autorul respectiv	Observații
K. Krejci-Graf (1933)	1. Intramigrarea, adică fenomenele de migrație din cuprinsul aceleiași roci. Roca poate fi: a) rocă mamă, în cazul migrației primare; migrația prin aceste roci autorul a numit-o „urmigrație“; b) rocă rezervor, în cazul migrației secundare; migrația prin aceste roci autorul a numit-o „infiltrare“. 2. Emigrarea, adică migrația de la o rocă la alta, care poate avea loc: a) regional, pe suprafețele de contact ale rocilor; b) prin fisuri; c) prin impregnarea rocilor în urma infiltrării fluidelor de la o rocă la alta.	Termenii folosiți sînt rar utilizați în geologia petrolului. Clasificarea ar putea fi adîncită, avînd în vedere materialul cunoscut în legătură cu această problemă.
V.I. Illing (1933)	I. Migrația primară, adică deplasarea fluidelor din rocile pelitice pînă la rezervor. II. Migrația secundară, adică deplasarea fluidelor în interiorul rezervorului. Această migrație este determinată de următorii factori: factorul hidrolic, factorul fizico-geologic (însușirile fizice ale rocilor și ale fluidelor în mișcare), factorul gravitațional și factorul litologic (care se referă la mărimea porilor și a variației lor).	Migrația primară nu este propriu-zis primară. Ea începe cu expulzarea produselor de descompunere a substanțelor organice din rocile mame și cuprinde toate deplasările pînă la rezervor, precum și deplasările prin rocile slab permeabile dintre rezervoare. Migrația secundară este foarte complicată în interiorul rezervorului; ea poate fi încetinită sau chiar oprită, datorită intercalațiilor slab permeabile sau accidentelor tectonice.
F. Lehy (1936)	I. Migrația verticală, adică deplasarea perpendiculară pe stratificație, în sus, în jos și oblic, prin pori, caverne, fisuri, falii, atît de la rocile mame la rocile rezervor, cît și prin rocile slab permeabile dintre rezervoare. Migrația verticală din această clasificare corespunde cu migrația primară din clasificarea lui Illing. II. Migrația laterală, adică deplasarea în cuprinsul rezervorului, paralel cu stratificația sau, în cazul unei discor-	Migrația verticală nu este un termen adecvat deoarece deplasarea fluidelor în rocile slab permeabile se poate face în orice direcție, de la zonele puternic compactizate către cele slab compactizate. Migrația laterală, de asemenea, nu este un termen adecvat, deoarece deplasarea fluidelor în interiorul

(Tabelul 5 continuare)

Autorul clasificării	Fenomenele de migrație după autorul respectiv	Observații
F. Lehy (1936)	danțe, de-a lungul suprafeței de discordanță. Aceasta corespunde cu migrația secundară din clasificarea lui Illing.	rezervorului natural se poate face și în alte direcții decât aceea paralelă cu stratificația, depășind uneori cadrul rezervorului.
R. Zuber (1937)	I. Migrația creatoare de zăcăminte. II. Migrația distrugătoare de zăcăminte.	Această clasificare nu stabilește totdeauna direcția proceselor de migrație. Orice fel de migrație poate fi creatoare pentru unele zăcăminte și distrugătoare pentru altele. Migrația distrugătoare poate fi, de asemenea, creatoare de zăcăminte: dacă o formațiune erodată și pe cale de degradare este din nou exondată și erodată și acoperită de formațiuni noi, se pot forma noi zăcăminte în zona de discordanță.
Asociația americană a geologilor petroliști (1938)	I. Forma mișcării fluidelor. II. Căile de deplasare ale fluidelor.	Clasificarea este foarte detaliată și duce adesea la nepotriviri și la cazuri puțin probabile în natură.

După scara deplasării migrația poate fi locală sau regională.

Migrația locală se referă la deplasarea fluidelor în cadrul structurilor petrolifere. Ea duce la formarea zăcămintelor sau structurilor petrolifere sau gazeifere. Migrația locală, care poate fi constatată prin observații geologice directe, însoțește întotdeauna procesul de migrație regională.

Migrația regională, care are loc pe scară regională, duce la formarea mai multor structuri petrolifere sau gazeifere, care sînt legate prin una din particularitățile structurale sau stratigrafice regionale. Mai multe structuri grupate în legătură cu una din aceste particularități formează o zonă de acumulare.

Migrația regională poate cuprinde depresiuni de dimensiuni mari, în care se pot forma mai multe zone de acumulare.

I. O. Brod a întocmit un tabel în care a clasificat procesele de migrație după scara și forma mișcării. Fiecare grupă este împărțită după factorii structurali și stratigrafici care controlează, în cazul migrației locale, formarea

zăcămintelor și a structurilor petrolifere sau gazeifere, iar în cazul migrației regionale—formarea zonelor de acumulare (tabelul 6).

Tabelul 6

Clasificarea proceselor de migrație după scara migrației

Scara migrației	Factorii ce controlează migrația	
Locală; duce la formarea structurilor petrolifere	Factori structurali	— În limitele ridicărilor structurale izolate. — În legătură cu faliile locale din monoclinalele izolate.
	Factori stratigrafici	— În legătură cu schimbările litologice locale ale rocilor. — De-a lungul suprafețelor de discordanțe stratigrafice locale.
Regională; duce la formarea zonelor de acumulare de petrol și gaze	Factori structurali	— În legătură cu monoclinalele regionale. — În legătură cu zinele anticlinale de importanță regională. — În legătură cu faliile regionale.
	Factori stratigrafici	— De-a lungul suprafețelor de discordanțe stratigrafice regionale. — În legătură cu zonele de schimbare regională a faciesurilor.

În cea de a doua schemă întocmită de I. O. Brod, criteriile după care se împart procesele de migrație sînt complexul rocilor în care se face deplasarea, tipul căilor de mișcare, direcția mișcării (v. tabelul 7).

După complexe de roci în care se face deplasarea, a deosebit:

a) migrație în afara rezervorului, prin serii groase de roci slab permeabile:
— migrație singenetică, din interiorul formațiunii, adică migrația concomitentă cu depunerea sedimentelor și cu transformarea substanței organice din sediment;

— migrație epigenetică, care are loc atît în cuprinsul, cît și în afara formațiunii mame de petrol, după transformarea sedimentelor în rocă.

b) migrație în cuprinsul rezervorului:

— migrație în interiorul rezervoarelor stratiforme separate de roci impermeabile;

— migrație în rezervoare masive sau stratiforme formate din strate permeabile neseperate între ele prin roci greu permeabile.

După căile de mișcare, migrația poate fi:

a) migrație prin spații capilare, care are loc în faza de sedimentare a formațiunii mame, în interiorul ei;

b) migrație pe fisuri și falii, care are loc în interiorul și exteriorul rezervorului;

c) migrație prin pori, care are loc numai în cuprinsul rezervoarelor stratiforme separate de roci impermeabile.

După direcția mișcării, migrația poate fi laterală și verticală și are loc atât în cuprinsul, cât și în afara rezervorului (tabelul 7).

Tabelul 7

Clasificarea proceselor de migrație după căile și direcția mișcării

Felurile migrației	Migrația în afara rezervorului (prin roci greu permeabile)		Migrația în cuprinsul rezervorului (prin rocile ușor permeabile)	
I. Față de complexul rocilor în care se face deplasarea	Singenetică, din interiorul formațiunii care însoțește procesul de depunere a sedimentelor și de transformare a substanței organice îngropate în sedimente.	Epigenetică, produsă după transformarea sedimentului în rocă, atât în cuprinsul, cât și în afara formațiunii petrolifere mamă.	În interiorul rezervoarelor naturale stratiforme separate de roci impermeabile.	În rezervoare naturale reprezentate prin strate permeabile neseperate între ele prin roci slab permeabile.
II. După tipul căilor de mișcare	Prin capilare (capilară).	Prin falii și fisuri (fisurală).	Prin pori.	Prin fisuri (fisurală).
III. După direcția mișcării	Laterală			
	Verticală			

Tabelele întocmite de I. O. Brod pot servi ca material de bază pentru studiul și comparația proceselor de migrație a hidrocarburilor, deși în stadiul actual al cunoștințelor privitoare la migrație nu se pot explica toate fenomenele care au dat naștere fiecărui tip de zăcămint.

F. Clasificarea zăcămintelor de petrol și gaze

În diferite țări cu o veche industrie de petrol s-au făcut încercări de a se explica diferitele condiții de zacere a petrolului.

Printre primele concepții asupra acestor condiții se menționează aceea a acad. G. Abich, care în anul 1847 a emis ipoteza legăturii vulcanilor noroiși

cu structurile de petrol și gaze din zonele cu falii de mare anvergură. La mijlocul secolului trecut, în decurs de mai mulți ani, a apărut teoria anticlinalelor, ca rezultat al explorărilor care au descoperit zăcăminte de hidrocarburi în bolțile cutelor anticlinale (lucrările lui G. Abich, T. Hunt și alții).

Mai târziu, în anul 1903, A. P. Ivanov a încercat să facă o corelație între acumulările de petrol dintr-o anumită zonă și sistemul local de falii, emițind teoria faliilor.

În anul 1906, L. Mrazec a emis ipoteza legăturii dintre acumulările de petrol și gaze și diapirismul sării.

Studiul diapirismului a fost detaliat de unii geologi ruși, care au ajuns să demonstreze că diapirismul nu-i specific numai sării.

În perioada 1910—1913, I. M. Gubkin a descris procesul de acumulare a petrolului în capcane de diferite forme, atribuind factorului stratigrafic un rol important. Lucrările lui au servit ca punct de plecare pentru lămurirea unor probleme ale prospecțiunii, explorării și exploatării acumulărilor de petrol și de gaze, care au fost mult timp îngreuiate din cauza lipsei unei clasificări a acumulărilor de petrol și de gaze.

Problema clasificării zăcămintelor a preocupat pe foarte mulți geologi. Unii au pus la baza clasificării criterii legate de geneza zăcămintelor, îndeosebi relațiile ce există între zăcămintele și rocile mame care au generat hidrocarburile, alții au folosit criterii structurale.

Clasificarea zăcămintelor a fost necesară pentru a se trata științific problemele explorării și exploatării diverselor acumulări de petrol și gaze și pentru a se cunoaște caracterele acestora, după care să se studieze modul de formare și de răspândire a lor. Pe de altă parte, elaborarea clasificărilor a devenit posibilă numai după ce s-a adunat un material faptic destul de însemnat despre zăcămintele studiate, și numai după ce au fost precizate noțiuni ca: rezervor natural, capcană, zăcămint și structură.

În literatura de specialitate este folosită frecvent noțiunea de acumulare de petrol și gaze, care se referă la o colectare și concentrare a hidrocarburilor într-o anumită regiune a rezervorului, determinată de litologia și structura rocilor magazin și protectoare și de condițiile hidrogeologice.

Primele clasificări ale suprafețelor gazo-petrolifere au fost făcute în anul 1910. Toate clasificările elaborate până în anul 1930 au fost bazate, în principal, pe comparația formelor structurale ale suprafețelor gazo-petrolifere și în parte pe particularitățile litologice ale seriilor petrolifere.

Până în ultimele două decenii, atenția cercetătorilor a fost în cea mai mare parte îndreptată asupra punerii în evidență a legăturii zonale a mai multor acumulări de petrol și gaze cu zonele anticlinale. Răspândirea zonală a mai multor capcane de petrol și gaze pe marginile marilor depresiuni ale scoarței terestre a fost formulată mai precis de A. I. Levorsen (1936), care a arătat că în afară de structurile tectonice, capcanele pot fi și de natură stratigrafică.

În U.R.S.S. rolul capcanelor stratigrafice în acumulările de petrol și gaze este tratat în lucrările lui M. F. Mircink (1941—1943).

Se poate considera că acumulările de petrol și gaze se grupează fie în legătură cu marile zone anticlinale, care unesc mai multe ridicări locale, fie în legătură cu zonele de efilare regională sau de acoperire discordantă a seriilor groase ce conțin în profilul lor roci bine permeabile. Acestor zone structurale și stratigrafice, ce unesc mai multe acumulări de petrol și gaze, li s-a dat denumirea de zone de acumulare petro-gazeiferă (Brod, 1945, 1946, 1951). Termenul „zonă de acumulare de petrol și gaze” se folosește pe o scară largă în literatura sovietică de specialitate (N. Iu. Uspenskaia (1946, 1947), A. A. Bakirov (1948, 1951, 1954, 1955), M. F. Mircink (1951), N. B. Vassoevici (1954), F. E. Hain (1954).

Mai multe structuri petrolifere, gazo-petrolifere sau gazeifere, dispuse în același bazin petrolifer sau gazeifer, vecine între ele și legate, fie de mari cute anticlinale sau falii, fie de efilarea pe scară regională a formațiunilor geologice pe marginea bazinelor sau pe flancurile bolților sau de discordanțele regionale din bazin formează o zonă de acumulare. Ca exemplu de zonă de acumulare de petrol din România se poate cita zona legată de diapirismul exagerat al sării din regiunea cutelor diapire.

Zona de acumulare petro-gazeiferă este foarte strâns legată de tectonica zonei respective a scoarței terestre. Zonele de acumulare iau naștere în procesul de formare a structurii scoarței terestre, în legătură cu apariția cutelor anticlinale, cu efilarea regională a straturilor sau cu discordanțele regionale. Formarea, păstrarea și distrugerea acumulărilor de petrol și gaze sînt în strînsă legătură cu evoluția geologică ulterioară a zonei respective.

Din examinarea răspîndirii zonelor de acumulări petro-gazeifere cunoscute astăzi, reiese că în structura actuală a scoarței terestre ele sînt elementele unor mari regiuni de scufundare. Această observație a servit ca bază pentru considerarea unor depresiuni ca bazine petrolifere (I. O. Brod, 1953).

În cuprinsul acestor zone, formarea și păstrarea acumulărilor de petrol și gaze în capcane a fost determinată, în principal, de condițiile hidrogeologice regionale.

Zona de acumulare petroliferă-gazeiferă apare ca cel mai mare element din cadrul unui bazin petro-gazeifer. Între categoriile de acumulări — zonă de acumulare și zăcămint — există elementul intermediar de clasificare, numit *structură*, în literatura franceză — *champ pétrolifère*, iar în literatura americană — *oil field*.

Structura petroliferă sau gazeiferă este formată din două sau mai multe zăcămintă petrolifere sau gazeifere, legate de același tip de capcană sau de diferite tipuri de capcane, situate în două sau mai multe formațiuni geologice din cuprinsul unei structuri geologice (cută anticlinală, cută falie, monoclinal etc.) Structura geologică care cuprinde atît zăcămintă petrolifere, cît și zăcămintă gazeifere se numește *structură petro-gazeiferă*.

Clasificarea capcanelor. Prin *capcană* se înțelege aranjamentul structural, stratigrafic sau litologic care face ca hidrocarburile să intre într-un echilibru stabil de zăcămint, în partea cea mai ridicată a rezervorului, care astfel devine colector și realizează închiderea acestuia de către rocile impermeabile

și apă. După factorii care le determină, capcanele pot fi: tectonice (structurale), stratigrafice sau litologice.

Factorii tectonici, stratigrafici și litogenetici, în general, acționează simultan și influența predominantă, în timp, a unuia determină tipul capcanei.

Influențele factorilor orogenici și epirogenici în formarea capcanelor sînt sintetizate în tabelul 8.

Tabelul 8

Influența factorilor epirogenetici și orogenetici în formarea capcanelor

Factorii	Rezultatele acțiunii factorului orogenic sau epirogenic	Tipul capcanei	Regiunile în care se întîlnesc
Orogenic	Anticlinale	Capcană tectonică formată prin cutarea rezervorului	Regiuni cutate
	Monoclinale	Capcană tectonică formată prin falierea rezervorului	
	Falii		
Epirogenic	Structuri aplatizate	Capcană tectonică formată prin boltirea slabă a rezervorului	Regiuni de platformă
	Transgresiuni și regresiuni ce dau naștere la: a) discordanțe stratigrafice, marcate de depuneri de noi sedimente în urma unor mișcări orogenice;	Capcană stratigrafică formată ca urmare a acoperirii discordante a rezervorului de către roci impermeabile	Regiuni de platformă și cutate
	b) efilări stratigrafice marcate prin dispariția unui strat, între o fază de regresivitate și o fază de transgresivitate	Capcană litologică formată prin închiderea litologică a rezervorului, prin efilarea acestuia	

Capcanele litologice pot fi *singenetice* sau *epigenetice*.

Capcanele singenetice pot apărea în timpul acumulării sedimentelor, ca urmare a schimbărilor de litofacies datorite regimului de sedimentare. În apropierea țărmurilor apelor se depun sedimente mai groșiere, iar înspre larg sedimente din ce în ce mai fine, adică în cuprinsul aceluiași strat poate exista o variație laterală de facies.

Capcanele epigenetice sînt cele formate în timpul transformării sedimentelor în rocă datorită diagenzei.

În concluzie, în funcție de factorii care controlează formarea lor, capcanele se clasifică în:

- capcane tectonice, formate în rezervoarele naturale, prin cutare;
- capcane stratigrafice (discordanțe, efilări de strate), determinate de mișcările epirogenice;

— capcane litologice, datorite variației laterale de facies sau sedimentării lenticulare.

Clasificarea structurilor. Cea mai detaliată clasificare a fost elaborată în S.U.A. de F. Clapp. Prima clasificare a lui Clapp a fost făcută în 1910, completată de el ulterior (pînă în anul 1930). Această clasificare a fost completată apoi de I. M. Gubkin (1932). În aceste clasificări sînt separate grupele care unesc mai multe suprafețe gazo-petrolifere asemănătoare după tipul formelor structurale și după condițiile asemănătoare de zăcere a petrolului și a gazelor.

În clasificarea structurilor trebuie mai întîi să se ia în considerație forma structurală care condiționează apariția capcanelor, scoțînd în evidență ansamblul condițiilor geologice de apariție și dezvoltare a elementului structural respectiv, ca parte a zonei de acumulare gazo-petroliferă.

Majoritatea structurilor din zonele anticlinale de acumulare gazo-petrolifere sînt de tip anticlinal, iar unele de tip brahianticlinal sau de dom. Cele mai multe dintre structurile homoclinale și monoclinale țin de zone de acumulare de tip stratigrafic. În zonele de acumulare gazo-petrolifere legate de fracturi regionale există atît structuri de tip monoclinal cît și de tip brahianticlinal.

Formarea capcanelor în cazul monoclinalelor este determinată, în principal, de ecranări, dar apariția structurii este posibilă numai în prezența unei complicații structurale care determină închiderea limitei apă-petrol pe ecran. Orice flexură într-un monoclin poate determina formarea unor serii de capcane, așezate unele sub altele.

Un zăcămint trebuie considerat ca o parte a structurii, care la rîndul său apare ca un element al zonei de acumulare gazo-petroliferă. Fiecare zăcămint poate să cuprindă una sau mai multe acumulări elementare izolate, dar legate prin condițiile de geneză.

Noțiunea de zăcămint, ca o acumulare elementară de petrol, a fost clar formulată în lucrările lui M. B. Abramovici (1933). Clasificări ale acumulărilor elementare de petrol și gaze au fost propuse ulterior de Wilson (1934) și de I. O. Brod (1935—1936). În aceste prime clasificări s-a arătat că la considerarea oricărui zăcămint este necesar a se caracteriza rezervorul și a cunoaște cauza acumulării petrolului și a gazelor în el.

Prin zăcămint, în sens mai restrîns, se înțelege o acumulare elementară de petrol sau de gaze, închisă și izolată, ce are o extindere limitată la mărimea și forma colectorului. Posibilitatea izolării unei acumulări elementare de petrol sau de gaze în partea cea mai ridicată a rezervorului, în colector, se datorește unui aranjament între rocile magazin, protectoare și apă, care determină închiderea lui.

În cadrul unei structuri geologice, un zăcămint, în sens geologic mai larg, poate cuprinde mai multe acumulări izolate de petrol sau de gaze, care au aceeași geneză, raportată la aceeași sursă de alimentare cu hidrocarburi și la aceleași condiții de migrație și de acumulare. Ca exemple, din România se citează zăcămintul din Meoșianul structurii Căptura-Urlați cu cele trei

complexe M_I , M_{int} și M_{II} și zăcămintul din Helvețianul structurii Teiș cu cele patru complexe H_{VI} , H_{VII} , H_{VIII} , stratul 16 și H_{IV} .

Fiecare colector sau grupă de colectori din cuprinsul unui complex petrolifer sau gazeifer reprezintă o acumulare, dacă este izolată de alte acumulări vecine.

De asemenea, mai mulți colectori, care comunică între ei, au același contur acvifer și aceeași delimitare litologică care-i izolează de acumulările vecine, reprezintă o acumulare elementară.

Pentru explicarea genezei petrolului într-o regiune și pentru aprecierea comparativă a perspectivelor gazo-petrolifere ale marilor teritorii este necesară examinarea multilaterală a întregului ansamblu de condiții geologice în care s-au format zonele de acumulare gazo-petrolifere cunoscute și cele posibile.

Tipul structurii determină metoda de explorare preliminară, care are scopul de a dovedi prezența zăcămintelor de petrol și gaze în subsol și de a clarifica principalele trăsături ale acestora, determinând importanța industrială a structurii. Trăsăturile distincte permit a se confrunța zăcămintele de petrol și gaze și ele stau la baza metodei explorării lor.



Clasificări genetice

Primele clasificări ale zăcămintelor de petrol și de gaze au fost făcute după criterii genetice.

Hoef er (1888) a împărțit zăcămintele de petrol și de gaze în zăcămintă primare și zăcămintă secundare.

Prin *zăcămint primar*, Hoef er înțelege zăcămintul care se află în locul de origine al hidrocarburilor, în rezervoarele din cuprinsul formațiunilor mame de petrol.

Prin *zăcămint secundar*, el înțelege zăcămintul format în urma unui proces de deplasare a hidrocarburilor, din locul în care s-au format. Zăcămintul secundar s-a format în afara formațiunii mame de petrol.

Problemele în discuție ridicate de această clasificare reies din critica adusă zăcămintelor primare, în sensul că orice zăcămint se formează în urma unui proces de migrație, pe o scară mai mare sau mai mică, față de locul de origine al hidrocarburilor.

M. I. Abramovici (1908) a propus împărțirea zăcămintelor în trei grupe:

- 1) grupa zăcămintelor primare, care se referă la hidrocarburi dispersate în rocile mame de petrol;
- 2) grupa zăcămintelor secundare, care cuprinde acumulările de hidrocarburi din rocile poroase incluse în formațiunile ce conțin roca mamă;
- 3) grupa zăcămintelor terțiare, ce cuprinde acumulările de hidrocarburi,

care se află, în urma unui proces de migrație, în afara formațiunii ce conține roca mamă.

Această clasificare suferă prin aceea că nu sînt încă cunoscute relațiile ce există între rocile mame și zăcăminte, problemă încă destul de greu de lămurit.

N. B. Vassoevici (1930) a considerat ca criteriu de clasificare manifestările de petrol și de gaze de la suprafață. El propune împărțirea acestor manifestări în:

- 1) manifestări primare, legate de formațiunile mame de petrol;
- 2) manifestări secundare, din afara formațiunilor mame de petrol.

Clasificarea suferă prin aceea că problema manifestărilor de la suprafață, legate de formațiunile mame de petrol, nu este încă rezolvată, deoarece este destul de greu de a se identifica rocile mame care sînt în relație cu aceste manifestări.

G. Macovei (1938) a considerat criteriul genetic ca cel mai apropiat de scopul clasificării și în același timp cel mai natural și mai expresiv. G. Macovei înțelege criteriul genetic nu numai în sensul formării zăcămintelor, dar și sub aspectul originii petrolului și legăturii acestuia cu fazele de orogeneză și consideră grupări de prim ordin zăcămintele caledoniene, hercinice, alpine.

Zăcămintele din fiecare grupă pot fi împărțite după paroxisme de care este legată formarea rocilor mame în timpul fiecărei faze orogenice principale.

Plecînd de la clasificarea fazelor de orogeneză propusă de H. Stille, în fiecare grupă G. Macovei stabilește subgrupe legate de aceste paroxisme; de exemplu zăcămintele alpine ar cuprinde zăcămintele chimeriene, austrice, laramice, piriniene, valahice.

Subdiviziunile de ordin inferior s-ar putea stabili după criteriul stratigrafic și tectonic, autorul menționînd că o clasificare a zăcămintelor nu se poate face pe baza unui singur criteriu. Astfel, în România, la data respectivă după vîrsta stratelor în care sînt zăcămintele, acestea s-ar putea împărți în zăcămintele paleogene, miocene și pliocene; aceste împărțiri pot fi considerate mai departe după stilul tectonic al structurilor în care sînt cuprinse.

Autorul recunoaște că pentru unele zăcămintele stabilirea grupelor și subgrupelor este discutabilă, deoarece presupune un acord unanim asupra identificării rocilor mame; ori sînt zăcămintele asupra cărora nu sîntem perfect edificați referitor la această problemă. În acest caz, zăcămintele ar putea fi atribuite unei grupe sau alteia, ceea ce face ca această problemă să devină o operație subiectivă și nesigură.

2. Clasificări structurale

L. Mrazec (1910) clasifică zăcămintele în două mari categorii:

- 1) zăcămintele legate de regiuni puțin dislocate;
- 2) zăcămintele legate de regiuni puternic dislocate.

În prima categorie sînt incluse zăcămintele caracteristice regiunilor de platformă, cum sînt zăcămintele din regiunile centrale Nord-Americane.

În categoria a doua sînt incluse zăcămintele din anticlinalele accidentate, din regiunile cutelor diapire și cele cu o tectonică mai complicată.

Această clasificare este prea generală. Ea nu dă o idee despre gruparea naturală a zăcămintelor, întrucît în aceeași structură petroliferă caracterele tectonice pot fi foarte variate.

F. G. Clapp (1910) împarte zăcămintele în 7 clase: anticlinale, anticlinale diapire, monoclinale închise de falii, de asfalt, de roci eruptive etc. El a examinat cel mai amănunțit clasa I, a anticlinalelor, la care se referă majoritatea zăcămintelor cunoscute și după caracterul cutelor în această clasă, separă:

- 1) anticlinale izolate, bine pronunțate; 2) grupe de anticlinale (anticlinorii), separate de anticlinale bine pronunțate; 3) monoclinale ondulate ce dau naștere la cuto slab înclinate, cu aspect de anticlinal; 4) terase structurale; 5) ridicări tectonice regionale; 6) cuto șariate.

Clapp menționează că cea mai mică schimbare a înclinării stratelor unui monoclin poate duce la formarea unei acumulări de petrol. El introduce termenul de structuri homoclinale, care nu sînt decît monoclinale cu înclinări foarte mici și de întindere regională. În clasa homoclinalelor, Clapp separă 3 sub-clase:

- 1) acumulări legate de terase structurale;
- 2) acumulări legate de proeminențe structurale sau homoclinale;
- 3) acumulări legate de depresiuni homoclinale.

Ultimele două și-ar găsi exemplificarea în platforma Nord Americană.

Clasificarea întocmită de F. G. Clapp, după cum menționează și autorul, nu cuprinde toate zăcămintele de petrol și de gaze; scopul ei a fost de a sistematiza datele existente la timpul întocmirii ei.

E. Blumers (1919) împarte zăcămintele în două mari grupe:

- 1) zăcămintele legate de regiuni cutate (zăcămintele cutate);
- 2) zăcămintele legate de platformă (zăcămintele tabulare).

Plecînd de la această împărțire a zăcămintelor, E. Blumers a întocmit o clasificare a zăcămintelor după caracteristicile fiecărei grupe.

În prima grupă, a zăcămintelor cutate, distinge zăcămintele de boltă, de flanc, de periclin și de sinclinal.

În grupa a doua, a zăcămintelor tabulare, distinge zăcămintele tabulare, tabulare slab înclinate, slab ondulate și terase structurale.

De asemenea, el împarte toate zăcămintele de tip monoclinal din cele două grupe în zăcămintele de afloriment, zăcămintele efilate și zăcămintele faliat.

E. Blumers menționează că acumulările de petrol și de gaze sînt legate, în geosinclinale, de depresiunile marginale cu depozite terțiare cutate, iar în regiuni de platformă, de depozite mai vechi, paleozoice și mezozoice.

În această clasificare, care prezintă bine sistematizat studiile făcute asupra unui număr foarte mare de zăcămintele, și în care s-a observat tendința

de a se preciza noțiunea de provincie petroliferă, nu se ține însă seamă de forma rezervorului natural.

În perioada 1920—1932 geologii americani, Siegler, Emmons și Lilley au întocmit clasificări structurale în care se repetă, cu unele completări, clasificarea lui Clapp.

În clasificările întocmite de Siegler, Emmons și Lilley, pe lângă elementul structural, s-a ținut seama de schimbarea porozității rocilor rezervorului, dar nu s-a ținut seama de forma rezervorului.

M. V. Abramovici (1930) în clasificarea sa ține seama de felul de închidere a zăcămintelor în interiorul rezervorului și după acest criteriu deosebește trei grupe de zăcămine:

1. zăcămine cu contur complet limitat de apa marginală, subordonate anticlinalelor;

2. zăcămine retezate de falii sau de discordanțe stratigrafice și limitate parțial de apa marginală și parțial de roci impermeabile;

3. zăcămine cu forme neregulate, cantonate în rezervoare efilate sau în lentile delimitate litologic de roci impermeabile.

Această clasificare presupune că zăcămintul industrial este rezultatul unei acumulări de petrol și de gaze în conturul determinat al rocilor permeabile, independent de faptul unde trebuie căutată sursa care alimentează aceste acumulări; ea nu ține seama de felul de migrație.

În anul 1934, W. B. Wilson a făcut o clasificare, pe care a dezvoltat-o în anii 1941—1942, bazată pe formele rezervoarelor naturale, care pot fi închise sau deschise, după condițiile structurale în care acestea se găsesc. El a studiat foarte amănunțit cauzele structurale care condiționează închiderea acumulărilor în rezervoare naturale.

Rezervoarele de tip boltit pot fi închise ca rezultat al cutării sau falierii stratelor.

În ceea ce privește terasele structurale, proeminențele slabe, acestea nu pot să producă singure închiderea acumulărilor aflate în ele și nu caracterizează un rezervor închis.

Închiderea rezervoarelor din terasele structurale și monoclinale poate fi determinată de micșorarea permeabilității în sus pe strat, de efilarea sau falierea rezervorului, sau de apariția discordanțelor stratigrafice.

Când aceste condiții lipsesc rezervoarele sînt caracterizate ca rezervoare deschise.

Acumulările industriale se găsesc nu numai în rezervoarele închise.

W. B. Wilson, după felul de închidere al rezervoarelor naturale, separă 4 grupe de zăcămine:

Grupa I — Zăcămine în rezervoare închise prin deformarea locală a stratelor datorită cauzelor tectonice.

Grupa II — Zăcămine în rezervoare închise prin schimbarea permeabilității colectorilor.

Grupa III — Zăcămine în rezervoare închise prin cutarea stratelor și schimbarea permeabilității colectorilor.

Grupa IV — Zăcămintele în rezervoare închise prin falii și schimbarea litofaciesului colectorilor.

După această clasificare nu pot fi împărțite, în mod sigur, toate zăcămintele cunoscute și în același timp se confundă două noțiuni generale: rezervor natural, în care are loc deplasarea și diferențierea apei, petrolului și gazelor, și capcană, care nu este decât o parte din acest rezervor, unde are loc formarea zăcămintelor.

I. O. Brod (1936—1937), independent de clasificările lui M. V. Abramovici și W. Wilson, a întocmit o clasificare a zăcămintelor din Caucazul de Nord, pe care a propus-o și pentru alte regiuni. După această clasificare, care are drept criteriu forma rezervoarelor naturale, zăcămintele au fost împărțite în două grupe: zăcămintele stratiforme și zăcămintele cu forme neregulate.

Această clasificare are o arie de aplicabilitate restrânsă.

M. V. Abramovici (1938) împarte zăcămintele, după forma rezervorului, în trei grupe și anume: stratiforme, masive, și cu formă neregulată. Aceste grupe sunt împărțite în subgrupe, după modul de apariție a capcanelor în interiorul rezervorului, iar subgrupele sunt împărțite în clase după tipul structurii capcanei.

Tipurile de zăcămintele sunt stabilite după forma zăcămintelor în plan orizontal și sunt caracterizate după rolul apei atât în procesul de formare, cât și în procesul de exploatare a lor.

Această clasificare, datorită numărului redus de zăcămintele distinse, are o aplicabilitate redusă.

I. O. Brod, dezvoltând clasificarea pe care a făcut-o în anii 1936—1937, a întocmit în anii 1940—1941 o nouă clasificare a zăcămintelor. În noua lui clasificare, toate zăcămintele sunt împărțite în 4 grupe, după tipul rezervoarelor naturale. El a stabilit subgrupe de zăcămintele — după particularitățile rezervoarelor și clase de zăcămintele — după relațiile dintre apă, petrol și gaze din interiorul rezervoarelor naturale.

După relațiile dintre apă, petrol și gaze din interiorul rezervoarelor naturale, I. O. Brod separă trei clase.

Această clasificare fiind prea detaliată este uneori greu de folosit.

N. A. Jdanov și I. V. Vișoțki, în 1940—1941, au întocmit o clasificare după forma și conturul zăcămintelor, separând trei grupe de zăcămintele. Autorii acestei clasificări când compară zăcămintele între ele țin seama de tipul structurii, de tipul rezervorului, de caracterul conturului zăcămintului și de poziția zăcămintului pe structură.

În comparație cu celelalte clasificări, această clasificare cuprinde, în cea mai mare măsură, toate caracterele esențiale ale zăcămintelor. Principala lipsă a acestei clasificări, ca de altfel și a celei întocmită de I. O. Brod în 1941, constă în faptul că este prea detaliată, ceea ce îngreuiază folosirea lor. Aceste clasificări sunt folosite numai pentru comparația zăcămintelor studiate amănunțit prin foraje.

N. A. Kudrevțev (1941) a împărțit toate zăcămintele de petrol și gaze în două grupe și anume: zăcămintele stratiforme și zăcămintele cu forme

neregulate. În fiecare din aceste grupe sînt separate tipuri și subtipuri de zăcăminte, numite la fel ca suprafețele petrolifere studiate. Denumirile date de N. A. Kudrevtsev nu sînt potrivite, deoarece pe fiecare din suprafețele studiate sînt tipuri diferite de zăcăminte.

În ultimii ani, în literatura sovietică, au apărut destul de multe variante ale clasificării zăcămintelor de petrol și gaze. Schemele de clasificare cele mai complete aparțin lui M. F. Mircink și N. Iu. Uspenskaia.

M. F. Mircink, în anul 1955, propune să se separe 3 tipuri principale de zăcăminte de petrol și gaze și anume: 1) structurale; 2) stratigrafice; 3) litografice. El subîmparte fiecare dintre aceste tipuri în grupe, subgrupe și genuri.

După unii autori (I. O. Brod), lipsa principală a acestei clasificări este aceea că criteriul genetic luat în considerare de autorul clasificării se referă numai la geneza capcanelor, care, așa cum sînt prezentate, din punct de vedere genetic sînt foarte strîns legate între ele, lipsind o diferențiere netă.

În clasificarea întocmită de N. Iu. Uspenskaia (1955) s-a făcut încercarea de a se lua în considerație, ca criterii genetice inițiale pentru formarea zăcămintelor, tipul rezervorului natural și tipul capcanei. I. O. Brod menționează că N. Iu. Uspenskaia omite caracterul migrației, în urma căreia are loc formarea zăcămintelor.

N. Iu. Uspenskaia consideră drept criteriu principal de clasificare tipul capcanei, iar drept criteriu secundar — tipul rezervorului natural. În realitate, însă, capcana este doar o parte a rezervorului și ea depinde de caracteristicile acestuia. Mai întîi trebuie să se determine tipul rezervorului și numai după aceasta să se descrie capcana legată de el. În această clasificare nu e adecvată subîmpărțirea grupei de zăcăminte stratigrafice în structurale-stratigrafice și stratigrafice-autohtone, iar a grupei de zăcăminte litologice în structurale-litologice și faciale-litologice. Separarea acestor subgrupe în natură este imposibilă. În clasificare apare o neclaritate între criteriile structurale, litologice și faciale.

În majoritatea clasificărilor propuse se compară elemente cu totul incomparabile. În unele clasificări structurale, întreaga atenție se concentrează asupra condițiilor stratigrafice și litologice de zacere a petrolului și nu se explică noțiunea de capcană. În grupele structurale pot fi întîlnite zăcăminte care se referă la acumulări controlate de factori stratigrafici și litologici. Pot fi întîlnite tipuri de acumulări controlate de factorii stratigrafici și litologici în cele mai variate condiții structurale.

Deficiența generală a celor mai multe clasificări constă în confundarea diferitelor criterii, în lipsa unei idei precise asupra unor noțiuni ca: rezervor natural, capcană, zăcămint și structură. În afară de aceasta, de obicei, se scapă din vedere examinarea corelației dintre petrol, gaze și apa din cuprinsul rezervorului.

Trebuie menționat că în cele dintîi clasificări ale acumulărilor de petrol și gaze, de regulă, s-a folosit numai factorul structural. I. M. Gubkin folosește în clasificare factorii litologici și stratigrafici. În clasificarea lui

I. M. Gubkin acești factori joacă un rol cu totul neînsemnat, dar autorul subliniază că importanța lor este cu mult mai mare decât s-ar presupune; materialul acumulat în ultimii 20 de ani a confirmat ipotezele lui I. M. Gubkin. De importanța factorului stratigrafic în formarea capcanelor s-a mai ocupat și A. Levorsen (1936), Monnet (1941), I. A. Kornfeld (1941), E. Lovely (1943), C. W. Sanders (1943).

Deoarece orice acumulare izolată poate să se formeze numai cu condiția existenței unui rezervor natural, de a cărui structură depind condițiile de deplasare și diferențiere a apei, petrolului și a gazelor în drumul lor spre capcană, principalele grupe de zăcăminte se deosebesc în funcție de forma rezervoarelor naturale. Într-un rezervor natural, hidrocarburile naturale formează acumulări numai în anumite zone favorabile pentru aceasta — în capcane.

Pentru caracterizarea completă a unui zăcămint, pe lângă forma rezervorului și tipul capcanei, trebuie luate în considerație și raporturile dintre gaze, petrol și apă din interiorul rezervorului.

Clasificări ale zăcămintelor de petrol și gaze au mai fost făcute de Heald (1940), Heroy (1941), A. I. Leversen (1954), Flandrin (1955), Guillemot (1964), Martin (1966) și alții.

3. Clasificarea zăcămintelor după forma rezervorului și tipul capcanei

După cele trei forme de rezervoare naturale, I. O. Brod (1948) stabilește trei grupe principale de zăcăminte: zăcăminte stratiforme, zăcăminte masive și zăcăminte delimitate litologic (din toate părțile). Autorul stabilește subgrupele după tipul capcanei, genurile după particularitățile capcanei, iar speciile sau varietățile după modul de închidere sau litologia colectoarelor.

I. Grupa zăcămintelor stratiforme

Zăcămintele stratiforme sînt cuprinse în rezervoare naturale ce au formă de strat, sînt limitate în pat și în acoperiș de roci greu permeabile și păstrează caracterul de strat, grosimea și litologia pe întinderi mari, față de partea ocupată de hidrocarburi, care formează colectorul.

După condițiile de apariție și tipurile capcanelor care condiționează formarea acumulărilor de hidrocarburi, zăcămintele stratiforme se împart în două subgrupe: a) zăcăminte stratiforme boltite; b) zăcăminte stratiforme ecranate.

A. Zăcăminte stratiforme boltite

Apariția capcanei în rezervoarele stratiforme boltite este determinată de cutarea straturilor, iar formarea zăcămintelor este determinată de presiunea apei în susul straturilor, care împinge și închide hidrocarburile în capcană (fig. 3).



Fig. 3. Zăcămint stratiform boltit:
1 — nisip acvifer; 2 — nisip petrolifer (gazeifer).

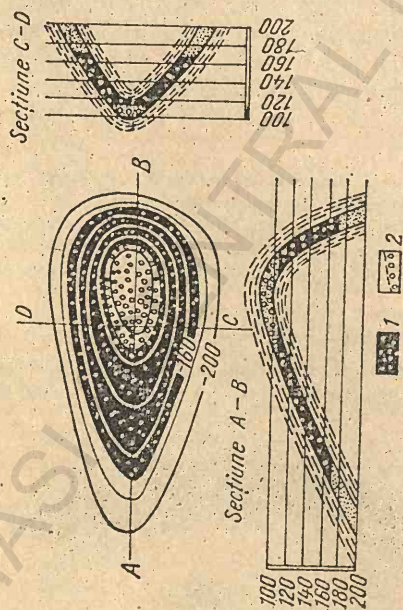


Fig. 4. Zăcămint stratiform bolțit neaccidentat:
1 — nisip petrolifer; 2 — nisip gazeifer.

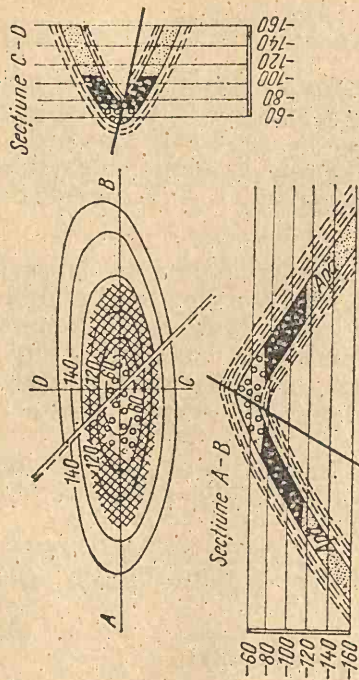


Fig. 5. Zăcămint stratiform bolțit accidentat, necompartimentat în blocuri tectonice separate.

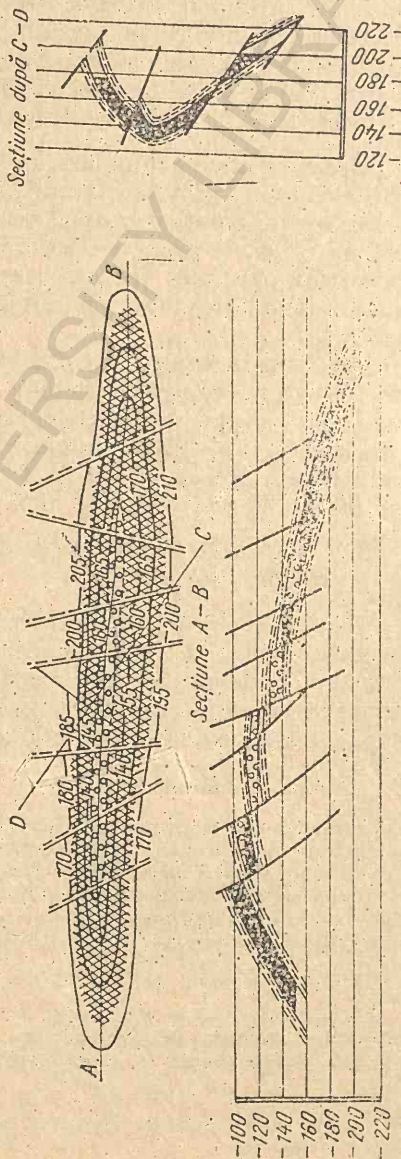


Fig. 6. Zăcămint stratiform bolțit compartimentat de falii în blocuri separate.

Zăcămintele stratiforme boltite din anticlinalele regiunilor cutate sînt pronunțat boltite și adeseori accidentate de falii, spre deosebire de regiunile de platformă, unde bolțile au înclinări mici, uneori chiar sub 1° , și ocupă suprafețe mari.

În regiunile de platformă, în general, bolțile nu sînt faliat. Cînd sînt totuși afectate de falii, acestea sînt uneori de mare anvergură, străbătînd platforma pînă în fundament.

În regiunile cu o tectonică provocată de diapirismul sării, zăcămintele stratiforme boltite pot fi afectate de falii. Cînd diapirismul este profund se pot forma zăcămintele de boltă sau zăcămintele ecranate tectonic; în cazul unui diapirism exagerat, zăcămintele pot fi ecranate pe flancurile cîteia diapire; iar în seriile stratigrafice discordante zăcămintele pot fi ecranate stratigrafic.

În cazul cînd rezervorul se efilează în sus pe flancurile masivului de sare, se pot forma și zăcămintele ecranate litologic.

În subgrupa zăcămintelor stratiforme boltite, independent de provinciile geologice de care aparțin, au fost separate 3 genuri de zăcămintele: a) zăcămintele stratiforme boltite neaccidentate (fig. 4); b) zăcămintele stratiforme boltite slab accidentate necompartimentate în blocuri tectonice separate (fig. 5); c) zăcămintele stratiforme boltite compartimentate prin falii în blocuri separate (fig. 6).

Zăcămintele stratiforme boltite din regiunile cutate

1. *Zăcămintele stratiforme boltite neaccidentate.* La acest gen de zăcămintele, au fost separate două specii: zăcămintele stratiforme boltite cu bolta slab pronunțată și zăcămintele stratiforme boltite cu bolta bine pronunțată.

a. *Zăcămintele stratiforme boltite cu bolta slab pronunțată.* Ca exemplu de acest tip de zăcămintele se citează zăcămintul de gaze din seria de Dakota, de vîrstă cretacică, din structura Ferris, din Depresiunea Munților Stingoși (S.U.A.). În bolta acestui zăcămintele sînt situate gazele, iar petrolul este localizat pe flancuri. În unele strate, petrolul se găsește pe flancul sudic.

b. *Zăcămintele stratiforme boltite cu bolta bine pronunțată* (fig. 7). Zăcămintele de acest fel se găsesc în California (Rozenkrantz, Dominguez, Santa Fe Springs). Sînt formate din complexe nisipoase cu intercalații marnoase sau argiloase. Fiecare strat formează un obiect separat de exploatare, avînd limita apă-petrol marginală independentă. Zăcămintul este înconjurat de apă. Limita apă-petrol are un contur eliptic, cu axa mare orientată în direcția zăcămintului. În plan vertical, limita apă-petrol are un aspect în zig-zag.

Uneori aceste zăcămintele sînt afectate de falii care se întîlnesc și în afara conturului de petrol, fără să taie zăcămintul, decalajul stratelor pe falii fiind mic; este cazul, de exemplu, al unor zăcămintele din Miocenul mediu din Caucazul de nord-est.

2. *Zăcămintele stratiforme boltite slab accidentate necompartimentate în blocuri tectonice separate.* La acest gen de zăcămintele au fost distinse două specii: zăcămintele compartimentate de falii epianticlinale și zăcămintele compartimentate de falii ce depășesc limitele zăcămintului.

a. *Zăcămintele stratiforme boltite slab accidentate compartimentate de falii epianticlinale.* La aceste zăcămintele, bolțile sînt afectate de falii ce nu depășesc limitele zăcămintului. Săritura faliei este mai mică decît grosimea stratului și nu provoacă, în plan, deplasarea limitei apă-petrol.

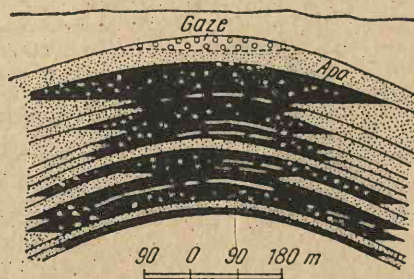


Fig. 7. Zăcămintele stratiforme boltite cu bolta bine pronunțată (structura Rozenkrantz—California).

Ca exemplu se menționează zăcămintele din gresiile de vîrstă cretacică din structura Salt Creek din regiunea Munților Stîncoși din S.U.A. (fig. 8).

b. Zăcăminte stratiforme boltite slab accidentate, compartimentate de falii epianticlinale, care depășesc limitele zăcămintului. Ca exemple se citează zăcămintele din complexe din seriile de Ciocrak și Karagan din structura Groznii

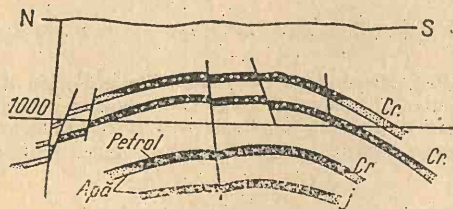


Fig. 8. Zăcăminte stratiforme boltite slab accidentate, compartimentate de falii epianticlinale (structura Salt Creek — Munții Stîncoși, S.U.A.)



Fig. 9. Zăcăminte stratiforme boltite slab accidentate, compartimentate de falii care depășesc limitele zăcămintului, (structura Groznii Nou — Caucaz).

Nou, afectate de o falie principală care le împarte în două blocuri (fig. 9). Gresiile în care este cantonat petrolul sînt separate de intercalații argiloase și reprezintă rezervoare tipic stratiforme. Săritura faliei este de circa 50 m, depășind grosimea stratelor. Stratele ce au o grosime sub 50 m formează compartimente care nu mai vin în contact între ele. În procesul de exploatare, rezervoarele cuprinse în aceste strate se comportă ca rezervoare independente în cele două blocuri separate de falie.

3. Zăcăminte stratiforme boltite compartimentate de falii în blocuri tectonice separate. La acest gen de zăcăminte au fost separate 2 specii: a) zăcăminte puternic accidentate cu bolți compartimentate de falii epianticlinale și b) zăcăminte puternic accidentate, cu bolți compartimentate prin falii care depășesc limitele zăcămintului.

a. Zăcăminte puternic accidentate, cu bolți compartimentate de falii epianticlinale. Rezervoarele din compartimentele determinate de falii epianticlinale, chiar cînd decalajul este numai cu puțin mai mare decît grosimea stratului productiv, se comportă în procesul exploatării ca rezervoare independente. Faliile depășind limitele rezervoarelor separate de intercalații marnoase sau argiloase se comportă ca falii etanșe.

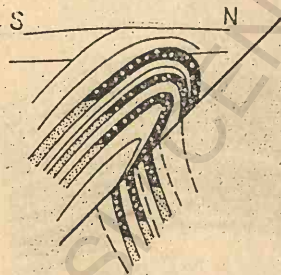


Fig. 10. Zăcăminte stratiforme boltite puternic accidentate, cu bolți compartimentate în falii epianticlinale (Groznii Vechi — Caucaz).

Exemplele de astfel de zăcăminte, în regiunile cutate, se menționează în Caucazul de sud-est, în regiunea Mării Caspice.

b. Zăcăminte puternic accidentate, cu bolți compartimentate de falii care depășesc limitele zăcămintului. Aceste zăcăminte sînt compartimentate de falii în blocuri independente, care se comportă diferit în timpul exploatării. Exemple de astfel de zăcăminte se cunosc în Caucazul de nord-est (fig. 10).

Brachianticlinul Groznii Vechi, în care acumulările sînt cantonate în Miocenul mediu (Seriile Ciorak și Karagan) este compartimentat pe flancul nordic de o falie principală în două mari blocuri tectonice. Blocul de sud, reprezentat prin bolta anticlinală, este un zăcămint stratiform de boltă, iar cel de nord, care

e. scufundat și reprezintă flancul nordic al brachianticlinalului este un zăcămint stratiform ecranat tectonic. Grozni Vechi face trecerea de la zăcămintul stratiform boltit la zăcămintul stratiform ecranat tectonic. Structura Geiselberg, din bazinul Vienei (fig. 11), este un alt exemplu de zăcămint de acest tip.

Zăcămint stratiforme boltite din regiunile de platformă

Zăcămintele stratiforme boltite din regiunile de platformă se deosebesc de zăcămintele stratiforme din regiunile cutate prin aceea că stratele au o înclinare mică.

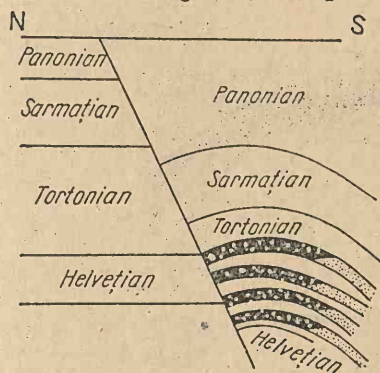


Fig. 11. Structura Geiselberg (Bazinul Vinez—Morav).

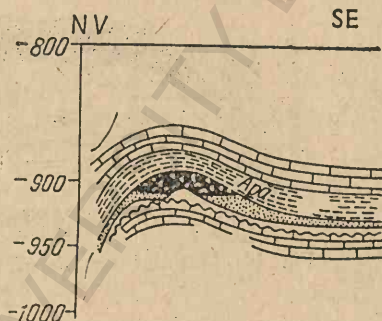


Fig. 12. Zăcămint stratiform boltit din regiune de platformă (structura Samarskaia Luka — Platforma Rusă).

Ca exemplu de zăcămint stratiform boltit dintr-o regiune de platformă se poate cita zăcămintul cantonat în nisipurile Carboniferului din structura Samarskaia Luka din Platforma Rusă (fig. 12). În platforma Nord-Americană, ca zăcămint stratiforme boltite cu bolta slab pronunțată, tipice pentru regiunile de platformă, se pot cita zăcămintele din Carboniferul inferior de la Oklahoma City.

Ca exemplu de zăcămint stratiform boltit puternic accidentat de falii, din regiune de platformă, se menționează zăcămintul din gresiile de Wilcox, din structura Toncava (Oklahoma S.U.A.). La acest zăcămint, faliile din fundament se reflectă în stratele din acoperișul zăcămintului nu ca flexuri, ci prin compartimentarea acestuia.

Zăcămint stratiforme boltite legate de diapirismul sării

Unele zăcămint stratiforme neaccidentate și puțin boltite, cum sînt domurile gazeifere din Bazinul Transilvaniei (România), sînt legate de ridicări ale sării. Acumulările de gaze din domurile acestui bazin sînt cantonate în stratele complexelor nisipoase. Fiecare strat din complexul productiv este separat de intercalații marnoase și are limita gaze/apă independentă.

Ca exemplu de zăcămint stratiform neaccidentat boltit poate fi dat, printre alte multe exemple, zăcămintul din structura Shugerland din Coasta Golfului (Texas S.U.A.), cantonat în gresiile Oligocenului mediu, care se află deasupra caprock-ului domului de sare (fig. 13).

Ca exemplu de zăcămint compartimentate prin falii în blocuri separate, legate de diapirismul sării, se pot cita zăcămintele din Pliocenul zonei cutelor diapire din România.

Caracterele generale ale zăcămintelor stratiforme boltite

Se pot cita cîteva caracteristici generale ale zăcămintelor cuprinse în această grupă:

- zăcămintele stratiforme boltite sînt limitate în pat și acoperiș de roci puțin permeabile;
- rezervorul păstrează atît în colector cit și în afara lui, pe o întindere destul de mare, caracterul de strat și, parțial, grosimea și caracterul litologic;
- zăcămintele stratiforme boltite, chiar cînd sînt compartimentate de falii în blocuri, între forma boltei și conturul zăcămintului există o asemănare care face ca forma zăcămintului

reluării mișcărilor tectonice; au apărut falii într-o acumulare de boltă sau monoclinală, zăcămintul ecranat tectonic să se fi format după producerea falierii, ca rezultat al redistribuirii hidrocarburilor în interiorul rezervoarelor.

Zăcămintele stratiforme ecranate tectonic sînt mai rar întîlnite în regiunile de platformă, dar sînt foarte răspîndite în regiunile cutate, în regiunile cu sare diapiră sau în cele accidentate de roci eruptive care străpung rocile sedimentare și închid rezervoarele pe flancurile lor.

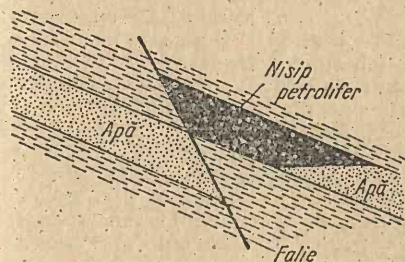


Fig. 14. Zăcămint stratiform ecranat tectonic.

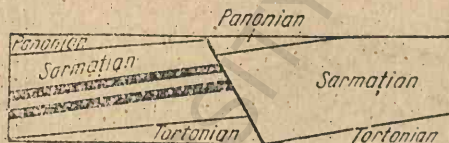


Fig. 15. Zăcămint ecranate de o falie simplă (structura Gbely din Bazinul Vinez-Morav).

La acest gen de zăcămint se deosebesc două specii:

a. Zăcămint ecranate de o falie simplă. Ca exemple de astfel de zăcămint se poate menționa zăcămintul din Sarmațianul de la Gbely (Bazinul Vinez-Morav, fig. 15), și unele zăcămint din Miocenul din Depresiunea precarpatică din România.

b. Zăcămint ecranate de o falie cu structură complexă. Zăcămint de acest tip situate în regiuni cutate se găsesc și în Miocenul din Depresiunea precarpatică (România).

În regiunile de platformă, ca zăcămint ecranate de o falie cu structură complexă se citează zăcămintele ecranate de roci intruzive din regiunea Tampico-Tuxpan (Mexic fig. 16).

Exemple de astfel de zăcămint din regiunile cu structuri diapire, se pot menționa zăcămintele din Pliocenul din structurile din zona cutelor diapire din România.

2. Zăcămint stratiforme ecranate stratigrafic. Separarea acestui gen de zăcămint s-a bazat pe constatarea că de-a lungul unor suprafețe de discordanță există unele zone de porozitate și permeabilitate mărite, în care pot exista acumulări de hidrocarburi (fig. 17).

Mișcările epirogenice, combinate cu cele orogenice, sînt factorii principali ai ecranului stratigrafic, care acoperă discordant, prin strate puțin permeabile, stratele retezate de eroziune ale rezervorului, determinînd apariția capcanei.



Fig. 16. Zăcămint ecranate de o falie cu structură complexă (regiunea Tampico-Tuxpan, Mexic).



Fig. 17. Zăcămint stratiform ecranat stratigrafic.

La acest gen de zăcăminte au fost puse în evidență două specii:

a. Zăcăminte ecranate printr-o suprafață de discordanță plană. Astfel de zăcăminte, de proporții mari, se cunosc în Texasul de est, în nisipurile Woodbine, acoperite discordant de strate puțin permeabile.

b. Zăcăminte ecranate stratigrafic printr-o suprafață de discordanță complexă. În regiunile cutate, astfel de zăcăminte au fost puse în evidență pe structura Hauskirchen din Bazinul Vienei (fig. 28). În Oligocenul cutat al acestei structuri sînt zăcăminte stratiforme boltite și ecranate stratigrafic de Helvențianul discordant. În Helvețian sînt zăcăminte monoclinale, ecranate stratigrafic de depunerile discordante tortoniene, în care sînt zăcămintele delimitate litologic.

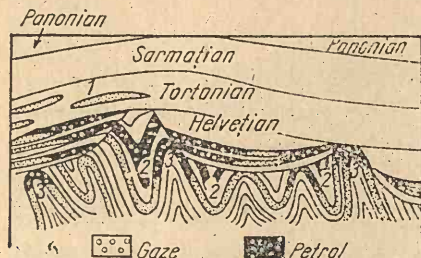


Fig. 18. Zăcăminte ecranate stratigrafic printr-o suprafață de discordanță complexă (Structura Hauskirchen, Bazinul Veneț-Morav):

1 — zăcămint delimitat litologic; 2 — zăcămint ecranat stratigrafic; 3 — zăcămint stratiform de boltă.

regiunile cutate cit și în regiunile de platformă; numărul mic de exemple de zăcăminte descrise este datorită dificultăților de a stabili regulile privind variația grosimii și compoziției litologice a straturilor.

În depunerile legate de zonele de luptă dintre uscat și apă, în vecinătatea liniei de țărm, are loc o schimbare de litofacies, care poate fi locală sau regională. Factorul litologic duce la formarea capcanei, prin trecerea gradată de la facies cu granulație mare la unul pelitic. Schimbările liniei de țărm, influențate de mișcările pe verticală, sînt însoțite numai de o variație de facies dar și de o efilare a rezervoarelor.

Formarea zăcămintelor stratiforme ecranate tectonic, stratigrafic, sau litologic este determinată de presiunea apei în susul stratului, care împinge și închide hidrocarburile în capcană.

La zăcămintele stratiforme ecranate litologic, rezervorul este format, în general, din nisipuri cu granulație mai mare în sectorul cu grosime maximă și din ce în ce mai fină înspre linia de efilare, treaptat fiind înlocuite prin marne sau argile, care formează ecranul (fig. 19).

Ecranarea litologică datorită efilării rezervorului a fost pusă în evidență prin studiul de detaliu al profilelor carotajelor electrice și al profilelor mecanice ale sondelor. Închiderea zăcămintului este făcută de limita petrol/apă, care se sprijină pe acoperișul și patul rezervorului.

Din acest gen de zăcăminte fac parte și zăcămintele stratiforme închise de dopuri de asfalt.

După modul de efilare se deosebesc două specii de zăcămintele stratiforme ecranate litologic:

a. Zăcămintele stratiforme ecranate prin efilarea rectilinie a stratului. Exemple de astfel de zăcămintele se citează, în regiunea Caucazului de nord-est (fig. 20), unde acumulările sînt localizate pe flancurile anticlinalului în stratele Pliocenului ce se efilează în sus pe înclinare, și în regiunea de platformă Nord-Americană — printre altele zăcămintul Glenn (Oklahoma) din nisipurile efilate ale Carboniferului.

În România se menționează ca exemplu complexul VIII al Sarmațianului de pe flancul de nord al structurii Țicleni.

b. Zăcămintele stratiforme ecranate prin efilarea curbilinie a stratului (sub formă de feston). Astfel de zăcăminte se găsesc

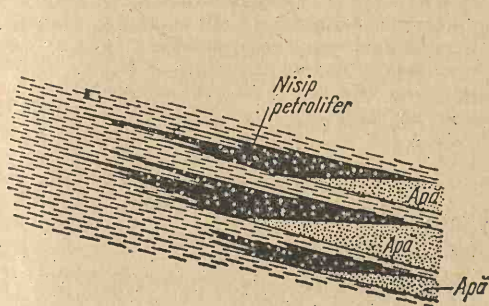


Fig. 19. Zăcăminte stratiforme ecranate litologic.

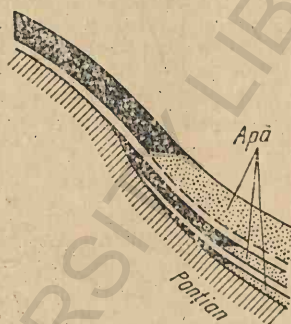


Fig. 20. Zăcămint stratiform ecranat prin efilarea rectilinie a stratului (Caucazul de nord-est).



Fig. 21. Zăcăminte stratiforme ecranate prin efilarea curbilinie a stratului (Caucazul de nord-vest).

în partea de nord-vest a Caucazului, în regiunea Maikop, în gresiile stratelor de Maikop, care se efilază în sus pe înclinarea straturilor, formînd o serie de digitații sub formă de feston (fig. 21).

II. Grupa zăcămintelor masive

Zăcămintele masive, studiate inițial ca zăcăminte cu formă neregulată, au fost separate de I.O. Brod, care pe baza studiului zăcămintelor din platforma Rusă (inceput în anul 1940) a ajuns la concluzia că zăcămintele masive din proeminențele unor serii groase de roci, neseparate de roci slab permeabile, trebuie separate ca o grupă aparte.

Zăcămintele masive se formează în proeminențele seriilor groase de roci, care permit deplasarea liberă a fluidelor și sînt acoperite de roci impermeabile.

Acumularea hidrocarburilor are loc după scufundarea proeminențelor și acoperirea lor.

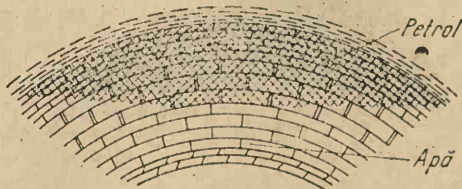


Fig. 22. Zăcămint în proeminență tectonică.

Formarea zăcămintului este dirijată de forma stratelor impermeabile din acoperișul rezervorului.

Zăcămintele masive, după cauzele care determină formarea proeminențelor, se împart în 3 subgrupe:

1. *Zăcămintele masive în proeminențe tectonice* formate din rezervoare omogene și neomogene. Proeminențele în care sînt cantonate aceste zăcămintele se pot forma prin boltirea rocilor masive, cînd boltirea este însoțită de fisurarea rocilor. În astfel de cazuri, rocile pot căpăta însușiri de rezervor natural. În această subgrupă se deosebesc două genuri de zăcămintele:

- zăcămintele masive în proeminențe nefaliate (fig. 22);
- zăcămintele masive în proeminențe separate de falii.

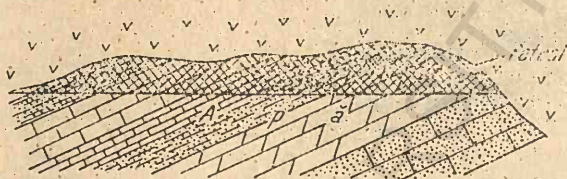


Fig. 23. Zăcămint masiv în proeminență de eroziune.

Fiecare gen din zăcămintele masive în proeminențe tectonice faliate și nefaliate, cuprind după structura rezervorului, care poate fi omogenă sau neomogenă, câte 2 specii.

Ca exemple de zăcămintele masive în proeminențe tectonice din regiunile cutate se citează zăcămintele din seria calcarelor de Asmari (Iran), iar în regiunile de platformă, zăcămintele din calcarele namuriene din Platforma Rusă.

2. *Zăcămintele masive în proeminențe de eroziune.* Rocile compacte supuse mult timp agenților de eroziune dau naștere unui relief de eroziune cu proeminențe care, prin acțiunea agenților externi de distrugere, capătă însușiri de rezervor natural, prin formarea unor zone de permeabilitate și porozitate mărită (fig. 23).

Ca exemplu de zăcămint masiv în proeminență de eroziune se citează zăcămintul din calcarele carbonifere din structura Roberson (S.U.A.).

3. *Zăcămintele masive în proeminențe de calcare biogene* (fig. 24). Calcarele biogene supuse mult timp acțiunii agenților externi și procesului de circulație și de spălare a apelor capătă însușiri de rezervor natural, prin formarea unor zone de permeabilitate și porozitate mărită, după care sînt din nou îngropate.

Se deosebesc 2 genuri de zăcămintele din această categorie:

- zăcămintele masive în proeminențe izolate;
- zăcămintele masive în proeminențe grupate.

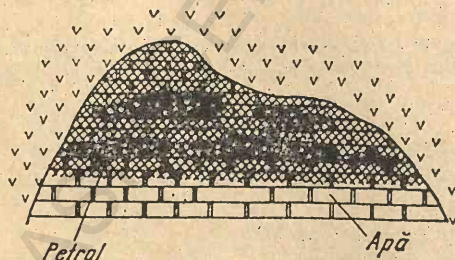


Fig. 24. Zăcămint masiv în proeminență de calcare biogene.

Ca exemplu de zăcămintele în proeminențe biogene grupate, se citează zăcămintele din masivele de calcare biogene din Bașkiria, U.R.S.S. (fig. 24).

Caracterile generale ale zăcămintelor masive. Caracterile generale ale zăcămintelor masive pot fi rezumate astfel:

- Zăcămintele masive sînt cantonate în rezervoare naturale groase, formate din

roci compacte, fisurate, de tipul calcarelor și dolomitelor, sau rocilor cristaline, ce au zone de porozitate și permeabilitate mărită, în urma unor procese de diageneză.

Aceste zăcăminte pot fi formate și în rezervoare din roci stratificate, de natură litologică diferită — gresii, calcare fisurate, conglomerate slab cimentate, gipsuri și dolomite — în care în urma unor procese tectonice sau de eroziune s-au format zone de permeabilitate și porozitate mărită și nu sunt separate de roci impermeabile.

— Apa, petrolul și gazele sunt repartizate în rezervor după greutatea lor specifice și sunt separate după suprafețe plane, care întretaie întreaga masă a rezervorului, indiferent de natura litografică a rocilor.

— Rezervorul masiv se comportă în cursul exploatării ca rezervor unic, avînd aceleași suprafețe de contact apă/petrol și gaze/petrol, pe toată întinderea proeminențelor izolate sau grupate.

— În rezervoarele omogene din punct de vedere litologic, ca și în cele neomogene, sunt zone de mare și mică permeabilitate, în funcție de care și debitele sondelor sunt diferite.

— Apa se deplasează, pe verticală, de la talpă spre acoperișul rezervorului.

III. Grupa zăcămintelor delimitate litologic

În această grupă sînt cuprinse zăcămintele ale căror rezervoare sînt delimitate litologic. Ele au o răspîndire locală și reprezintă zone izolate de forme neregulate, care sînt formate fie din nisipuri și gresii, fie din lentile de mare permeabilitate ale rocilor metamorfice sau ale masivelor de calcare și dolomite.

Cînd de astfel de rezervoare sînt legate zăcăminte de petrol sau de gaze, înconjurate de roci nesaturate cu hidrocarburi ele sînt considerate ca zăcăminte delimitate litologic. De obicei, aceste rezervoare sînt situate în părțile mai ridicate ale formațiunii în care sînt cuprinse; fie în zonele de boltă, fie în părțile ridicate ale monoclinalelor.

Apă din aceste rezervoare, atunci cînd există, este inactivă și servește ca pat zăcămintului; nivelul ei diferă de la un rezervor la altul.

Datorită faptului că aceste zăcăminte nu se pot identifica prea ușor, multe din ele au fost descrise destul de schematic, ceea ce a făcut să se creadă că sînt rare.

Zăcămintele delimitate litologic sînt întîlnite atît în acumulările de petrol și de gaze de tip stratiform, în ale căror rezervoare nisipoase, datorită unei variații a litofaciesului, sînt întîlnite lentile de nisip grosier, cit și în acumulările de tip masiv, formate din calcare și dolomite, în zonele de mare permeabilitate ale acestora. Din această cauză, zăcămintele delimitate litologic nu se studiază ca acumulări izolate, ci în legătură cu una din aceste două grupe principale de zăcăminte.

Apariția capcani este determinată, fie de prezența lentilelor și cordoanelor de nisipuri macrogranulare sau gresii slab consolidate, delimitate litologic de roci argiloase sau de nisipuri cu pori fini, această datorită variației litofaciesului în interiorul stratului, fie că este determinată de zonele de porozitate și permeabilitate mărită a rocilor compacte.

Formarea acumulărilor de petrol sau de gaze, din rezervoarele delimitate litologic, care obișnuit se găsesc incluse în formațiunea mamă de petrol, ca zăcăminte primare, poate fi explicată prin trecerea hidrocarburilor, în urma tasării, din roci pelitice în intercalațiile macrogranulare unde se acumulează. Trecerea hidrocarburilor din porii fini în zone cu o permeabilitate și porozitate mărită și acumularea lor în aceste zone se face sub acțiunea apei.

Zăcămintele delimitate litologic, după raportul dintre rezervoare și rocile care le delimitează, sînt împărțite în următoarele trei subgrupe:

- 1) zăcăminte delimitate de roci acvifere (fig. 25);
- 2) zăcăminte delimitate de roci impermeabile (fig. 26);
- 3) zăcăminte delimitate parțial de roci acvifere, parțial de roci impermeabile (fig. 27).

În fiecare din primele 2 subgrupe, au fost separate cîte două genuri, după caracterul colectorului (nisipos sau calcaros) și după originea lui (de exemplu: lentilele de nisipuri cu granulație mare, delimitate de nisipuri fine sau argile, zonele de mare porozitate și permeabilitate din calcare, dolomite și roci eruptive, acumulările din rocile nisipoase, formate pe seama reliefului erodat).

Ca exemplu din prima subgrupă de zăcăminte, din regiunea de platformă, se menționează zăcămintul din lentilele cu granulație mare, incluse în gresia acviferă „de o sută de picioare”, din Pensylvania (S.U.A); ca exemple de zăcăminte din subgrupa a doua, din regiunea cutată,

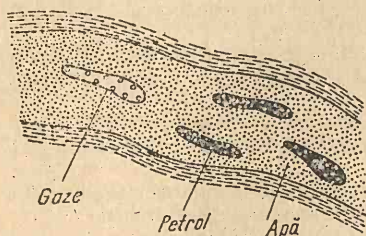


Fig. 25. Zăcăminte delimitate de roci acvifere.

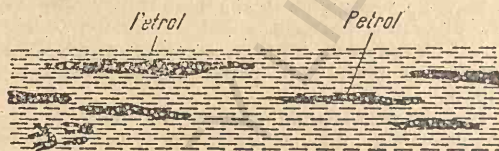
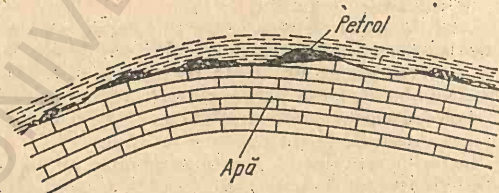


Fig. 26. Zăcăminte delimitate de roci impermeabile.

se menționează zăcămintul din zona de porozitate mărită, a serpentinelor din structura Kurokawa (Japonia), (fig. 28), iar din subgrupa a treia, din regiunea de platformă, se menționează, ca exemplu zăcămintul din orizontul A-4 din microrelieful gresiilor namuriene din Platforma Rusă.

Fig. 27. Zăcăminte delimitate parțial de roci acvifere, parțial de roci impermeabile.



Caracterele generale ale zăcămintelor delimitate litologic. Caracterele generale ale acestor zăcăminte pot fi rezumate astfel:

— Zăcăminte închise în rezervoare delimitate litologic ce au o răspândire locală. Rezervorul coincide cu fiecare acumulare izolată.

— Apa este inactivă în procesul de producție. Aceste zăcăminte produc datorită gazelor dizolvate în petrol și în ultima fază produc în regim gravitațional.

— Determinarea tipului de zăcămint delimitat litologic se face pe baza datelor de producție ce caracterizează raportul dintre petrol, gaze și apă, pe datele ce caracterizează compoziția litologică a rocilor ce înconjoară rezervorul.

— În general, aceste zăcăminte, din punct de vedere industrial, rar au o importanță mare.

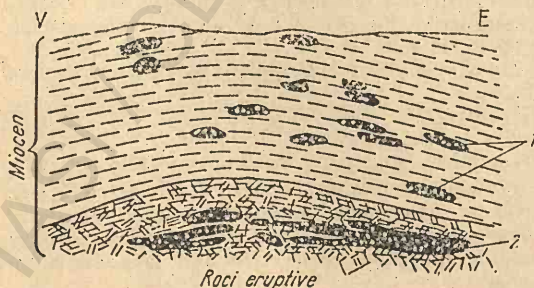


Fig. 28. Zăcăminte delimitate litologic în lentile de nisip (1) și zăcăminte cantonate în zone de porozitate mărită din serpentinite (2) (structura Kurokawa, Japonia).

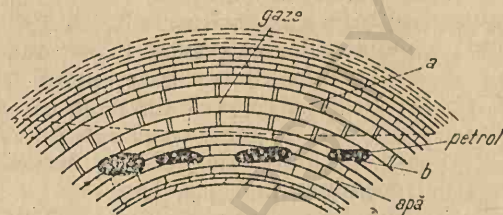
IV. Tipuri de zăcăminte de trecere (intermediare)

Zăcăminte de trecere de la zăcăminte masive la zăcăminte delimitate litologic. Există cazuri când în aceeași proeminență a unui zăcămint masiv, la partea superioară se află un zăcămint masiv de gaze, reprezentat prin cupola de gaze cu limita gaze-apă orizontală în tot cuprinsul rezervorului, iar sub aceasta se găsesc zăcăminte de petrol delimitate litologic, în zonele de permeabilitate a calcarelor și dolomitelor, înconjurată de roci acvifere.

Acumularea petrolului este determinată de apariția unei capcane, datorită schimbării litofaciesului rezervorului.

Fig. 29. Zăcămint de trecere de la masiv la delimitat litologic:

a — zăcămint masiv; b — zăcămint delimitat litologic.



Zăcămint de trecere de la masive la stratiforme. În aceeași proeminență, la partea superioară poate exista un zăcămint gazeifer reprezentat prin cupola de gaze a zăcămintului masiv, cu limita gaze-apă orizontală, iar sub aceasta, când în zăcămint sînt intercalații de roci impermeabile, pot fi cantonate zăcăminte stratiforme independente, cu o limită apă-petrol marginală independentă pentru fiecare rezervor stratiform (fig. 30). În astfel de cazuri, rezervoarele zăcămintelor stratiforme și acela în care s-au acumulat gazele formează un tot unitar; acumularea gazelor la partea superioară s-a făcut prin difuzie moleculară, prin seria marno-argilooasă dintre rezervoarele stratiforme.

Zăcămint de trecere de la stratiforme la delimitate litologice. Un zăcămint stratiform, prin modificări litologice ale rezervorului, poate trece într-un zăcămint delimitat litologic sau într-un zăcămint ecranat litologic. Zăcămint de aceste tipuri sînt frecvente în unele regiuni de platformă și în unele regiuni cutate.

Zăcămint de trecere de la stratiforme la masive. Se cunosc astfel de tipuri, în cazul când limita apă-petrol, din cauza discontinuității rocilor impermeabile din rezervoare, este tabulară (fig. 31). Ca exemplu se menționează zăcămintele din Oligocenul autohton din subzona externă a flișului Carpaților Orientali (România).

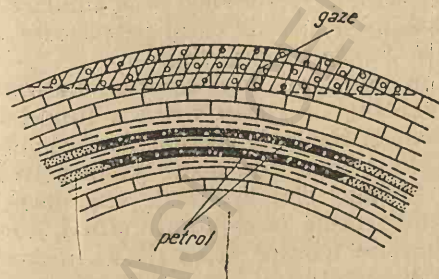


Fig. 30. Zăcămint de trecere de la masiv la stratiform.

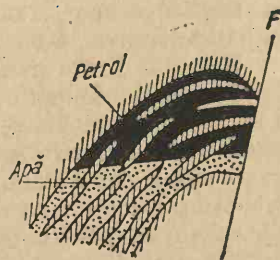


Fig. 31. Zăcămint de trecere de la stratiform la masiv.

4. Clasificarea zăcămintelor după relația dintre gaze, petrol și apă în interiorul rezervoarelor

În faza de explorare este necesar să se studieze amănunțit particularitățile fiecărui rezervor natural din profilul structurii și formele tuturor capcanelor de care pot fi legate zăcămintele de petrol și gaze. La pregătirea zăcămintului pentru exploatare este necesară cunoașterea corelației dintre petrol, gaze și apă.

Clasificarea zăcămintelor este necesară atât pentru sistematizarea datelor care caracterizează anumite zăcămintele, cât și pentru o rezolvare rațională a problemelor ce privesc explorarea și exploatarea structurilor.

După relația dintre gaze, petrol și apă din cuprinsul rezervorului, I. O. Brod a împărțit zăcămintele în categorii și clase. Categoriile se stabilesc după conținutul de gaze, iar clasele după rolul apei.

După conținutul de gaze, se deosebesc patru categorii de zăcămintele:

- 1) zăcămintele pur gazeifere;
- 2) zăcămintele de petrol cu cap de gaze primar;
- 3) zăcămintele de petrol bogate în gaze dizolvate;
- 4) zăcămintele de petrol sărace în gaze dizolvate.

Între ultimile două categorii de zăcămintele nu se poate trasa o limită precisă, astfel că separarea lor e întrucîtva convențională. Orice zăcămint petrolifer bogat în gaze dizolvate în petrol, pe măsura degazeificării în procesul exploatării, devine sărac în gaze dizolvate. Această subîmpărțire este totuși necesară pentru evaluarea zăcămintelor nou descoperite, pentru că de această evaluare depinde modul de exploatare a sondelor și structurii în ansamblu.

Zăcămintele cu apă activă, în general, sînt cuprinse în rezervoare ușor permeabile și s-au format sub acțiunea presiunii apei, iar cele cu apă inactivă, în rezervoare cu permeabilitate mai slabă în zona de contact apă/petrol, fie datorită unei schimbări primare de litofacies, fie datorită unei schimbări secundare, prin cimentare.

Acumularea gazelor și a petrolului care plutesc pe apă, s-a făcut în urma unui proces de separație gravitațională. În ceea ce privește zăcămintele lipsite de apă liberă — cazul zăcămintelor delimitate litologic — acumularea s-a făcut ca urmare a unui proces de înlocuire a apei de către petrol care a ocupat porii mari, iar apa i-a luat locul în zonele cu porii fini.

Relațiile dintre gaze, petrol și apă în interiorul unui rezervor natural sînt în funcție de permeabilitatea rezervorului, de starea fizică a fluidelor în condițiile de zăcămint, de formele inițiale și finale de energie ale zăcămintului. În zăcămintele stratiforme și în cele masive, apa poate să fie activă sau inactivă, iar zăcămintele delimitate litologic sînt lipsite de apă liberă. Cunoașterea acestor caractere are mare importanță în explorare și mai ales în exploatare, pentru stabilirea condițiilor de folosire rațională a energiei zăcămintului. Cunoșcîndu-se relația dintre petrol, gaze și apă dintr-un rezervor ca și tipul rezervorului natural, orice zăcămint cercetat prin foraje se poate raporta la o anumită categorie și clasă. Caracterizarea claselor din

diferite categorii prezintă mare importanță în vederea aprecierii unui zăcămint.

Clasificarea zăcămintelor de hidrocarburi după relațiile dintre gaze, petrol și apă în interiorul rezervorului natural este dată în tabelul 9.

G. Principalele condiții ale distribuirii acumulărilor de petrol și gaze în scoarța terestră

Acumulările de petrol și gaze sînt legate de acele porțiuni din scoarță care au funcționat un timp geologic lung ca depresiuni.

Condiția fundamentală pentru formarea, acumularea și păstrarea petrolului și a gazelor este scufundarea prelungită a regiunii în care a avut loc o astfel de acumulare, regiune în care tendința de scufundare și îngropare a sedimentelor predomină atît în timpul mișcărilor de oscilație mici, cît și în timpul mișcărilor de mare amplitudine a scoarței terestre (Brod, 1947—1951). Numai scufundarea sedimentului la o adîncime însemnată și acoperirea lui de depuneri slab permeabile pot asigura păstrarea substanței organice în subsol, descompunerea ei și formarea de bitumene mobile. Scufundarea împiedică dispersarea hidrocarburilor formate în bazinul acvifer. În toate transformările, numai o parte din substanța organică îngropată în depozite se transformă în hidrocarburi și în condiții favorabile formează zăcămintele de petrol și gaze. O cantitate mult mai însemnată de substanță organică rămîne dispersată în roci.

Hidrocarburile care se formează la început sînt expuse la două tendințe contrare de predominare a scufundării față de mișcările de ridicare. Ca urmare a predominării tendinței de scufundare față de cea de ridicare, zăcămintele de petrol și gaze formate în căpcane sînt tot mai mult scufundate în scoarța terestră. Scufundarea este favorabilă formării hidrocarburilor, atîta timp cît zăcămintele nu se vor afla în condiții de temperaturi și presiuni înalte, care să distrugă și să disperseze petrolul.

Predominarea scufundării față de tendințele de ridicare, atît în procesul oscilațiilor mari, cît și al celor mici ale păturilor superioare ale scoarței terestre, pare ca o condiție principală nu numai pentru formarea petrolului și a gazelor, ci și pentru acumulările de petrol și gaze. Această condiție trebuie să servească drept criteriu principal în aprecierea perspectivelor petro-gazeifere a marilor teritorii.

Raionarea marilor teritorii petrolifere și gazeifere permite sistematizarea datelor geologice, caracterizarea lor geotectonică și dă posibilitatea să se cunoască principalele legi care dirijează distribuirea acumulărilor de petrol și gaze, fapt care a făcut ca această problemă să fie studiată încă din primele stadii ale dezvoltării geologiei petrolului.

Cercetători din S.U.A., din Rusia și din România, în perioada 1850—1910 în lucrările lor, s-au ocupat cu distribuția structurilor petrolifere, unele din ele avînd ca bază criterii geografice (A. R. Leeds — 1865, G. Romanovski — 1877, S. O. Gulîșambarov — 1878).

Tabelul 9

Clasificarea zăcămintelor de hidrocarburi după relațiile dintre gaze, petrol și apă

Categoria	Clasa	Caracterele generale ale rezervorului	Forma inițială de energie a zăcămintului	Forma finală de energie a zăcămintului	Grupa de zăcăminte
Zăcăminte de gaze	Cu apă activă	Rezervor ușor permeabil	Gaze și apă	Gaze pînă la epuizarea presiunii	— Zăcăminte stratiforme, — Zăcăminte masive, — Zăcămintede trecere de la stratiforme la masive.
	Cu apă inactivă	Rezervor cu slabă permeabilitate	Gaze	Idem	Idem
	Fără apă liberă	Rezervor delimitat litologic	Gaze	Idem	— Zăcăminte delimitate litologic
Zăcăminte de petrol cu cap de gaze primar	Cu apă activă	Rezervor ușor permeabil	—Gaze —Mixt (gaze și împingere de apă)	Gravitațională	— Zăcăminte stratiforme, — Zăcăminte masive, — Zăcămintede trecere de la stratiforme la masive.
	Cu apă inactivă	Rezervor slab permeabil	Gaze	Gravitațională	Idem
	Fără apă liberă	Rezervor delimitat litologic	Gaze	Gravitațională	— Zăcăminte delimitate litologic.
Zăcămintede petrol bogate în gaze dizolvate	Cu apă activă	Rezervor ușor permeabil	Gaze dizolvate și împingere de apă	Gravitațională	— Zăcăminte stratiforme, — Zăcăminte masive, — Zăcămintede trecere de la stratiforme la masive.

Tabelul 9 (continuare)

Categoria	Clasa	Caracterele generale ale rezervorului	Forma inițială de energie a zăcămintului	Forma finală de energie a zăcămintului	Grupa de zăcăminte
Zăcăminte de petrol bogate în gaze dizolvate	Cu apă inactivă	Rezervor slab permeabil	Gaze dizolvate	Gravitațională	Idem
	Fără apă liberă	Rezervor delimitat litologic	Gaze dizolvate	Gravitațională	— Zăcăminte delimitate litologic.
Zăcăminte de petrol sărace în gaze dizolvate	Cu apă activă	Rezervor ușor permeabil	Împingere de apă	Gravitațională	— Zăcăminte stratiforme, — Zăcăminte masive, — Zăcăminte de trecere de la stratiforme la masive.
	Cu apă inactivă	Rezervor slab permeabil	Gravitațională	Gravitațională	Idem
	Fără apă liberă	Rezervor delimitat litologic	Gravitațională	Gravitațională	— Zăcăminte delimitate litologic.

L. Mrazec (1902) a studiat distribuția teritorială a structurilor petroliere din România, în legătură cu marile unități stratigrafice și tectonice din Carpați.

C. I. Bogdanovici, în 1921, a legat formarea acumulărilor de petrol și de gaze, distribuția acestor acumulări ca și a rocilor bituminoase de marile mișcări ale scoarței Pământului, care au determinat apariția unor noi elemente geotectonice și modificarea celor existente. El a împărțit toate acumulările de petrol și gaze în trei grupe:

1) grupa de acumulări ce țin de marginile platformelor cu fundament precambrian și sînt acoperite transgresiv de depozite siluriene și devoniene, ce conțin roci bituminoase;

2) grupa de acumulări ce țin de platforma cu fundament cutat jurasic, dependente de faciesul salin care s-a dezvoltat în acest interval stratigrafic;

3) grupa de acumulări ce țin de depresiunile de la marginea regiunilor cutate, cu zăcăminte în depozitele terțiare.

C. I. Bogdanovici consideră că timpul favorabil pentru formarea bitumenelor a fost intervalul dintre două faze orogenice cînd au avut loc transgresiunile marine, înaintea ridicărilor noilor sisteme muntoase.

Problemele raionării geotectonice în America de Nord au fost studiate de o serie de geologi, în perioada 1919—1940, cînd a apărut și termenul de *provincie petroliferă și gazeiferă*. Unele din provinciile delimitate în America de Nord au fost întîlnite în depresiuni intramontane, iar altele în depresiuni de platformă.

Începînd din anii 1925—1926, în U.R.S.S. s-au extins studiile privitoare la perspectivele petrolifere și gazeifere ale teritoriilor mari, pe baza corelațiilor între distribuția acumulărilor de petrol și gaze după particularitățile structurale ale regiunilor mari și după răspîndirea regională a seriilor productive.

La cercetarea distribuției acumulărilor de hidrocarburi trebuie să se studieze condițiile paleogeografice, litologice, stratigrafice și tectonice, care au dus la formarea acumulărilor din depresiuni.

Din analiza condițiilor de acumulare, s-a constatat că, în general, de depresiunile interioare din platformele cu fundament precambrian sînt legate acumulări de petrol și gaze formate în Paleozoic și acoperite de depozite mezozoice, iar de depresiunile de la periferia platformelor și de depresiunile intramontane mezozoice sînt legate acumulări de petrol și gaze acoperite de o cuvertură impermeabilă formată din depozite terțiare.

De depresiunile premontane și intramontane ca și de depresiunile periferice ale platformelor caracterizate printr-o predominare a scufundării în Terțiar sînt legate acumulări de petrol și gaze în depozitele terțiare.

În unele regiuni de adîncă scufundare a bazinului se întîlnesc zone de acumulare suprapuse în mai multe etaje structurale.

O generalizare privitoare la răspîndirea structurilor petrolifere și gazeifere pe diferite teritorii mari ale scoarței cu confruntarea tuturor legilor geologice legate de această răspîndire nu s-a făcut pînă acum.

I. O. Brod, în lucrările în care a tratat problema prospecțiunilor, a expus principiile generale care pot fi folosite pentru delimitarea marilor teritorii cu perspective de a fi petrolifere sau gazeifere.

Între anii 1944—1946 au apărut o serie de lucrări în care s-au încercat, pe baza analizei datelor ce caracterizează producția și rezervele de petrol, schițarea legilor de bază privitoare la acumulările de petrol și gaze. S-au schițat doi poli ai acumulărilor de petrol de pe scoarță: unul în sud-estul Platformei Ruse, celălalt în sudul Platformei Nord-Americane. În regiunile acestor doi poli, în care sînt cuprinse cele mai bogate rezerve de petrol, scufundarea a predominat din Paleozoic pînă în Terțiar.

În 1946, I. O. Brod a precizat definiția provinciei (bazinului) petrolifere și gazeifere și a stabilit noțiunea de zonă de acumulare de petrol și gaze.

Într-o serie de lucrări, N. Iu. Uspenskaia s-a ocupat de problema provinciilor petrolifere și gazeifere și a făcut o clasificare a lor, definind provincia petroliferă ca *un teritoriu mare în care acumulările de petrol și gaze sînt legate*

prin unitatea structurii geologice și identitatea istoriei geologice și care se caracterizează prin faciesuri și tipuri de structuri uniforme ce controlează formarea bitumenelor și acumularea petrolului.

Definiția provinciilor petrolifere și gazeifere, ca și o clasificare a provinciilor pune și problema cunoașterii în cuprinsul lor a zonelor de acumulare. Acestea, din punct de vedere genetic, au fost împărțite în două grupe: 1) grupa zonelor structurale și 2) grupa zonelor stratigrafice.

În zonele de acumulare de tip structural, alimentarea cu hidrocarburi se face, de obicei, din cele două zone sinclinale învecinate. Hidrocarburile formează zăcămintele fie în bolțile cutelor, fie în capcanele legate de flancurile sau periclinale cutelor.

În zonele de acumulare de tip stratigrafic, alimentarea cu hidrocarburi este unilaterală. Hidrocarburile formează zăcămintele în capcanele legate de efilarea regională a straturilor sau de discordanța stratigrafică a straturilor colectoare.

IV. Clasificarea bazinelor petrolifere și gazeifere

Clasificarea bazinelor petrolifere și gazeifere are ca scop, pe lângă sistematizarea întregului material privitor la anumite regiuni de care sînt legate depresiuni ce cuprind zone de acumulare de petrol și gaze, și o comparație a bazinelor între ele, în vederea cunoașterii condițiilor în care a avut loc formarea lor, precum și formarea și repartizarea în cuprinsul lor a zonelor de acumulare de hidrocarburi. De asemenea, pe baza acestei comparații se poate face și o apreciere asupra perspectivelor capacității petro-gazeifere a diferitelor tipuri de bazine.

Prin bazin petrolifer și gazeifer, I. O. Brod definește o regiune închisă, afectată de scufundări la adîncimi mari de lungă durată, de care sînt legate numeroase zone de acumulare de petrol și gaze.

Răspîndirea constantă a zonelor de acumulare de petrol și gaze în orice bazin este determinată de geotectonica acestuia și de contururile lui geomorfologice, elemente de care trebuie să se țină seama în clasificarea bazinelor petrolifere și gazeifere. De raportul dintre poziția regiunilor de alimentare și ale acelor de descărcare depinde direcția și viteza de circulație a apei, precum și presiunea ei, factori care au un rol hotărîtor în formarea și distrugerea zăcămintelor. Limitarea geomorfologică a bazinelor, care determină direcția de scurgere și presiunea fluidelor subterane, nu coincide adesea cu limitele geotectonice, care de obicei sînt legate fie de elemente structurale proeminente, ce apar la suprafață, fie de bariere structurale îngropate.

În anul 1959, I. O. Brod a făcut o clasificare a bazinelor petrolifere și gazeifere pe criterii geomorfologice și geotectonice, după care toate regiunile de scufundare ale scoarței pot fi împărțite în trei grupe principale:

Grupă a I - a cuprinde bazinele petrolifere și gazeifere legate de depresiunile din platformele cu relief de cîmpie. Aceste bazine, de cele mai multe ori, sînt mărginite de ridicări ale fundamentului platformelor precum și de zone de ridicări îngropate, orientate linear. Uneori ele sînt mărginite de edificii muntoase nivelate, slab exprimate în relieful morfologic.

Grupă a II - a include bazinele petrolifere și gazeifere legate de depresiunile premontane (avantfose) delimitate de o parte de edificii muntoase, iar de cealaltă parte — de o platformă cu relief de cîmpie.

Grupă a III - a se referă la bazinele petrolifere și gazeifere legate de depresiunile intramontane, variate atît din punct de vedere al poziției lor geotectonice, cît și al istoriei lor geologice. Aceste bazine sînt mărginite din toate părțile de munți de vîrstă și origini diferite.

1. *Caracterele generale ale bazinelor petrolifere și gazeifere de platformă*

Bazinele din această grupă prezintă următoarele caracteristici:

- 1) au dimensiuni foarte mari;
- 2) complexe de roci care le formează au înclinări mici, pe întinderi regionale;
- 3) căile de pătrundere a apei de suprafață spre adâncime sînt foarte reduse, din cauză că la suprafață numai o foarte mică parte din profilul geologic este dezvelit;
- 4) acumulările de petrol și de gaze sînt legate genetic de rocile sedimentare formate în stadiul de dezvoltare a platformei;
- 5) pot conține acumulări de petrol și de gaze în rocile metamorfice sau cristaline ale fundamentului numai în cazul cînd ele au migrat din rocile sedimentare ce acoperă fundamentul;
- 6) prezintă zone structurale caracterizate prin bolți largi sau prin alte ridicări ale depozitelor sedimentare, legate de mișcările diferențiale ale fundamentului.

2. *Caracterele generale ale bazinelor petrolifere și gazeifere premontane (avantfose)*

Aceste bazine prezintă următoarele caracteristici:

- 1) sînt asimetrice, limitate pe de o parte de o zonă îngustă, de obicei foarte înclinată, reprezentată adesea prin cutele frontale ale unui edificiu muntos, iar de cealaltă parte de o zonă largă, slab înclinată, de platformă de cîmpie, complicată de anticlinale slab înclinate;
- 2) condițiile de formare și conservare a acumulărilor de petrol și gaze de pe marginea de platformă a bazinului sînt aceleași ca și în depresiunile de la periferia platformelor de cîmpie. Formarea zonelor de acumulare a hidrocarburilor pe marginea cutată a bazinului a avut loc fie în etapa de dezvoltare a geosinclinalului, fie după formarea lui. În cazul cînd ele s-au format în etapa dezvoltării geosinclinalului, transportul și îngroparea materiei organice s-au produs în condițiile unei sedimentări rapide a unor complexe groase;
- 3) presiunea litostatică mare și mișcările tectonice puternice ușurează procesele de migrație a hidrocarburilor, iar oscilațiile dese și pronunțate ale nivelului de eroziune și ale fundului bazinului duc la schimbări rapide ale faciesurilor și, deci, și la modificări ale condițiilor de transformare a materiei organice și de acumulare a depozitelor sedimentare;
- 4) în cursul formării lor are loc deplasarea continuă a regiunilor de maximă scufundare de la interior la exterior și apariția unor depresiuni mai noi, în care se formează noi zone de acumulare de petrol și gaze. Apariția altor zone de acumulare este și o urmare a proceselor intense de migrație și de circulație a apelor, care duc la redistribuirea acumulărilor;

5) acumulările de hidrocarburi de pe marginea cutată a bazinelor sînt legate de forme structurale reprezentate prin zonele anticlinale frontale ale edificiilor cutate și prin zone de tip stratigrafic, a căror apariție este legată de efilări de strate colectoare sau de suprafețe de discordanță.

3. Caracterele generale ale bazinelor petrolifere și gazeifere intramontane

Aceste bazine, care țin de sectoare extrem de mobile din geosinclinale vechi și noi, sînt mărginite din toate părțile de munți de vîrstă și origine diferită. Condițiile de sedimentare, de formare a bitumenelor și de formare a acumulărilor de petrol și gaze din părțile marginale ale bazinului sînt asemănătoare cu cele din bazinele premontane, iar condițiile din părțile centrale ale bazinului sînt asemănătoare condițiilor din bazinele de platformă.

Deoarece în unele cazuri această clasificare poate duce la erori în ceea ce privește tipul și varietatea de bazin, în anul 1962, același autor, în fruntea unui colectiv, face o nouă clasificare în care fiecare grupă de bazine din vechea clasificare este împărțită în subgrupe, după cum urmează:

În grupa I, a bazinelor de platformă, după caracterul fundamentului, s-au distins 2 subgrupe de bazine: a) bazine cu fundament Precambrian și b) bazine cu fundament Paleozoic și de vîrstă diferită.

În grupa a II-a, a bazinelor premontane, după vîrsta depresiunilor de care sînt legate aceste bazine, s-au separat 2 subgrupe de bazine: a) bazine legate de depresiunile premontane ale edificiilor muntoase paleozoice și b) bazine legate de depresiunile premontane ale edificiilor muntoase post-paleozoice.

În grupa a III-a, a bazinelor intramontane, după vîrsta edificiilor montane care mărginesc bazinul s-au separat 2 subgrupe de bazine: a) bazine delimitate de edificii montane paleozoice și b) bazine delimitate de edificii cutate post-paleozoice și ale geosinclinalelor actuale.

În fiecare subgrupă, după structura bazinului, se deosebesc 2 tipuri: bazine cu structură relativ simplă și bazine cu structură relativ complexă. După felul cum sînt încadrate se deosebesc: 1) bazine cu încadrarea la suprafață; 2) cu încadrarea scoasă mai mult la suprafață; 3) cu încadrarea în mare parte la suprafață; 4) cu încadrarea în mare parte îngropată; 5) cu încadrarea parțială subacvatică și 6) cu încadrarea în mare parte subacvatică.

Pe harta întocmită de colectivul condus de I. O. Brod în 1962, privind principalele bazine petro-gazeifere cunoscute și posibile de pe glob, au fost delimitate 182 de bazine (v. fig. 32).



Fig. 32. Principalele bazine petro-gazeifere, cunoscute și posibile, de pe glob:

1 — platformă de cîmpie cu fundament Precambrian; 2 — platformă de cîmpie cu fundament Paleozoic și de alte vîrste; 3 — bazine pre-montane ale edificilor montane paleozoice; 4 — bazine pre-montane ale edificilor montane post-paleozoice; 5 — bazine intermontane ale platformelor precambriene-montane paleozoice; 6 — bazine intramontane ale edificilor cutate post-paleozoice; 7 — limitele stabilite și presupuse ale bazinelor petro-gazeifere; 8 — limitele bazinelor posibile petro-gazeifere.

Bazinele petro-gazeifere și posibil petro-gazeifere

- | | | |
|--------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|
| Eurasia | 66. Kolima | 123. Mării Roșii |
| 1. Scoțian | 67. Penjin | 124. El-Djouf |
| 2. Vest-Englez | 68. Anadir | 125. Dollolbos |
| 3. Nord-European | 69. Kamciatka Centrală | 126. Lacul Ciad |
| 4. Anglo-Parizian | 70. Kamciatka de Est | 127. Volta |
| 5. Liman | 70 a. Sahalin | 128. Cursul Superior al Nilului |
| 6. Rinului | 71. Adana | 129. Golful Aden |
| 7. Thuringian | 72. Mediteranean de Est | 130. Golful Guineei |
| 8. Europei Centrale | 73. Golfului Persic | 131. Fluviul Congo |
| 9. Vinez-Morav | 74. Dechte Kevir (Platoul Iran) | 132. Văile Recife ale Africii de Est |
| 10. Panonic | 75. Indus | 133. Est African |
| 11. Transilvaniei | 76. Gange | 134. Kalahari |
| 12. Carpatic Central | 77. Bengal | 135. Mozambic |
| 13. Nord-Precarpatic | 78. Assam | 136. Karroo |
| 14. Precarpatic-Balcanic | 79. Cambay | 137. Madagascar |
| 14. a Nord-Marea Neagră | 80. Malabar | |
| 15. Aquitan | 81. Coromandel | America de Nord |
| 16. Bazinele Peninsulei Iberice | 82. Tarim | 138. Alaska de Nord |
| 17. Rhonului | 83. Dzungar | 139. Alaska Centrală |
| 18. Valea Latină | 84. Turfan | 140. Alaska de Sud |
| 19. Sicilian | 85. Tzai-dam | 141. Canadien de Vest |
| 20. Adriatic | 86. Pre-Nanșan | 142. Freizer |
| 21. Tracic | 87. Ci-Jao-șui | 143. Litoral Pacific |
| 22. Tessalia | 88. A-La-șan | 144. Pasco |
| 23. Rus de Mijloc | 89. Min He | 145. Munților Stincoși |
| 24. Mezen-Kama | 90. Ordos | 146. Californiene |
| 25. Timan-Peciora | 91. Vest-Gobi | 147. Williston |
| 26. Silvinsk | 92. Est-Gobi (Dzumbainski) | 148. Intern de Vest |
| 27. Nord-Caspic | 93. Tamtag-Hailar | 149. Michigan |
| 28. Bielorus-Ucrainean (Nipru-Donet) | 94. Sun-Liao | 150. Illinois (Intern de est) |
| 29. Azov-Kuban | 95. Fusin | 151. Appalachian |
| 30. Caspic Mijlociu | 96. Chinei de Nord | 152. Canadian de est |
| 31. Est-Marea Neagră | 97. Chinei de Est | 153. Permian |
| 32. Sud-Caspic | 98. Și-An-fan | 154. Golfului Mexic |
| 33. Ust-Iurt | 99. Si-Cuan | 155. Litoral Atlantic |
| 34. Kizil-Kum | 100. Dun-Tin-hu | |
| 35. Kara-Kum | 101. Iuan-șui | America Centrală și Sudică |
| 36. Afgan-Tadjik | 102. Taiwan | 156. Cuba de Nord |
| 37. Fergana | 103. Insulelor Japoneze | 157. Cuba de Sud |
| 38. Narin | 104. Guai-si — Gui-Ci-Jou | 158. Haiti (Azua) |
| 39. Issik-Kul | 105. Irrawaddy-Andaman | 159. Litoral Caraib |
| 40. Iliiski | 106. Indochin | 160. Columbian |
| 41. Ciu estic | 107. Insulelor Sonde. | 161. Maracaibo |
| 42. Ciu-Sarisui | | 162. Tocuyo |
| 43. Balhaș | Australia și Oceania | 163. Tuy-Cariaco |
| 44. Vest-Siberian | | 164. Cauca |
| 45. Anabar-Lena | | 165. Venezuela de Vest-Columbian |
| 46. Tungusk | 108. Vogelkop | 166. Venezuela de Est |
| 47. Priverhoiansk-Viliuisk | 109. Nord-Noua Guinee | 167. Guayaquil |
| 48. Irkutsk | 110. Arafur | 168. Cursului superior al Amazonului |
| 49. Kuznețk | 111. Vest Australian | 169. Cursul inferior al Amazonului |
| 50. Minusinsk | 112. Australian de Mijloc | 170. Maranhao |
| 51. Ribinsk | 113. Sud-Australian | 171. Litoral nord-estic |
| 52. Tunkin | 114. Noua Caledonie | 172. Sergipe-Alagoas |
| 53. Baical | 115. Noua Zeelandă | 173. Bahia |
| 54. Barguzinsk | | 174. Espirito-Santo-Campos |
| 55. Verhnezeisk | Africa | 175. Titicaca |
| 56. Udsk | 116. Atlasul de Vest (Marocan) | 176. Preandin Central |
| 57. Ușumun | 117. Atlasul de Nord | 177. Parana |
| 58. Zeia-Bureinsk | 118. Atlasul Central | 178. Mendoza |
| 59. Bureinsk | 119. Atlasul de Est (Tunisian) | 179. Valea Centrală Longitudinală |
| 60. Amurul de Mijloc | 120. Vest African | 180. Neuquen |
| 61. Iman-Bikinsk | 121. Sahara | 181. Patagoniei |
| 62. Daubihinsk | 122. Libian | 182. Preandin de sud |
| 63. Suifunsk | | |
| 64. Ohoțk | | |
| 65. Indighir-Hromsk | | |

V. Bazele petrolifere-gazeifere din Eurasia

Începutul extracției de petrol se consideră din anul 1857, cînd România apare în statisticile internaționale cu o producție de 275t.

Pînă în anul 1900, statistica a înregistrat încă trei țări din Europa producătoare de petrol: Rusia, Germania și Polonia, iar în anul 1900 se înscrie și Italia cu o producție de 2 000t. În Franța, pe al cărei teritoriu a fost descoperită prima structură petroliferă în anul 1813, extracția petrolului a început abia în anul 1920. În același an este menționată cu o producție de petrol și Cehoslovacia. În anul 1940 printre țările producătoare de petrol se citează Austria, Jugoslavia, Ungaria și Anglia, ca urmare a descoperirilor ce s-au făcut în anii 1936 și 1937.

Un mare număr de structuri petrolifere au fost descoperite după al doilea război mondial și ca urmare extracția de petrol a cunoscut un puternic avînt. Pe lîngă noile structuri petrolifere descoperite pe teritoriile vechilor țări producătoare de petrol, se descoperă primele zăcăminte din Olanda (1944), Albania (1950) și Bulgaria (1954).

În ultimele două decenii s-au făcut prospecțiuni și explorări în aproape toate țările din Europa. S-au obținut unele rezultate în Danemarca și în Spania, unde nu de mult a fost descoperit primul zăcămint de petrol.

Dintre țările asiatice, înainte de anul 1900 sînt citate ca avînd o producție de petrol Japonia (1875), India (1889) și Indonezia (1893), ultimele două cu producții neînsemnate. Începînd din anul 1911 au intrat în producție primele sonde din Iran. Caracteristice pentru Iran sînt dimensiunile mari ale structurilor: structura Kuh-I. — Mund 111 km lungime, structura Agha Jari 55 km lungime, iar structura Haft Kel 46 km lungime. Un an mai tîrziu, a început exploatarea și în Sarawak.

Irakul a început să producă petrol în anul 1927, Arabia Saudită în 1926, Birmania în 1936 și Brunei în 1936. În Irak, cea mai mare este structura Kirkuk, lungă de 110 km și lată de 3,7 km, pe care în anul 1955 erau în producție 88 de sonde, dintre care 85 în erupție naturală, obținîndu-se o producție medie zilnică de 1047t pe sondă.

După al doilea război mondial au început să producă petrol și alt țări din Orientul apropiat: Kuwait (1946), Turcia (1947), Qatar (1949), Zona neutră din Arabia (1954) și Izrael (1955), precum și unele din Extremul Orient: Pakistan (1947), Noua Guinee (1948).

În urma prospecțiunilor și explorărilor executate în diferite țări din Eurasia au putut fi delimitate o serie de bazine sigure și posibile petro-gazeifere. În tabelele 10 și 11 sînt menționate bazinele petro-gazeifere și posibil petro-gazeifere din Europa (tabelul 10) și Asia (tabelul 11).

1. Bazinul Scoțian

Acest bazin (fig. 32 — 1), care ocupă Cîmpia Scoțiană, este delimitat în nord de Platoul Nord Scoțian (a cărui parte sudică este cunoscută sub numele de Munții Grampian, formați în general din gnaise precambriene), iar în sud de Platoul Sud Scoțian; în vest el se deschide în golful First of Clyde, iar în est se prelungește în Marea Nordului. Peste fundamentul bazinului, format din depozite cambriene și siluriene, întens cutate, pe marginile bazinului urmează gresii roșii și conglomerate devoniene, acoperite de calcare și șisturi carbonifere. În acest bazin, din zona de la sud-est de Edinburg se exploatează șisturi bituminoase, în vederea distilării lor. Prezența șisturilor bituminoase și unele rezultate slabe de producție obținute din foraje au constituit criterii pentru cercetarea îndeaproape a perspectivei petrolifere a Carboniferului. În anul 1938, a fost descoperită structura Midlothian — o cută anticlinală formată din depozite ale Carboniferului inferior, cu flancurile slab înclinate — în care acumulările de petrol sînt cantonate în gresiile intercalate în seria calcaroasă inferioară a Carboniferului. În același an, la 15 km sud-est de Edinburg, în prelungirea structurii Midlothian, a fost descoperită structura Cousland, din care se extrag gaze din două orizonturi nisipoase ale Carboniferului inferior. Forajele, de pe structurile Rosyth, Blackness, Easter Pardovan și Salsburgh au pus în evidență, de asemenea, existența gazelor în formațiunea Carboniferului, dar în cantități foarte mici.

2. Bazinul Vest-Englez

Acest bazin (fig. 32—2), situat în centrul părții de vest a Marii Britanii este delimitat în nord de lanțul Munților Cambrian, formați din depozite cambriene și siluriene puternic metamorfozate; în nord-vest (unde fundamentul se scufundă), limita lui trece prin insula Man, fiind reprezentată de o serie de ridicări, formate din depozite siluriene; în nord-est și est, el este încadrat de lanțul Munților Pennine, formați din depozite carbonifere; în sud și sud-est, limita bazinului este formată de ridicările Wales și lanțul Munților Cambrian. Peste fundamentul bazinului, format din depozite ale Paleozoicului inferior, urmează depozite ale Devonianului și Carboniferului și Permo-Triasicului. Depozitele Carboniferului, care conțin roca mamă și roci magazin, ca și cele ale Permo-Triasicului, ce conțin roci magazin, indică posibilitatea existenței acumulărilor de hidrocarburi.

Carboniferul este reprezentat prin calcare (Avonian), seriile de Milstone grit (Namurian) și Coal Measures (strate cu cărbuni). Avonianul inferior, gros de 30—150 m, este format din bancuri masive de calcare cu crinoizi,

Principalele bazine petrolifere-gazoifere din Asia

Grupa de bazine	Subgrupa de bazine	Structura bazinelor	Încadrarea bazinelor	Exemple de bazine	Depozite care umplu bazinul			Depozitele de importanță subordonată (cupă grosiere)			Depozitele de care este legată capacitatea petroliferă-gazeiferă		
					Paleozoic	Mezozoic	Neozoic	Paleozoic	Mezozoic	Neozoic	Paleozoic	Mezozoic	Neozoic
De plat-formă	Cu fundament Paleozoic și de vîrstă diferită	Relativ simplă	Parțial subacvatică	Tawin (102)		+	+						+
		Relativ simplă	Scoasă mai mult la suprafață	Pre-Nanșan (86)	+	+	+						+
	Depresiuni pre-montane ale edificilor post-paleozoice	Relativ complexă	Scoasă mai mult la suprafață în mare parte îngropată	Golful Persic (73)	+	+	+					+	+
Pre-montane			Încadrarea în mare parte subacvatică	Indus (75)		+	+						+
				Bengal (77)				+					+
	Ale platformelor precambriene activizate	Relativ simplă	De suprafață	Ci-Jao-sui (87)	+	+	+					+	+
Intra-montane		Relativ complexă	De suprafață	Ordos (90) Si-chuan (99)	++	++				++	+	++	
	Ale edificilor muntoase paleozoice	Relativ simplă	De suprafață	Sun-liao (94) Turfan (84) Min-he (89) Est-Gobi (Dzunbair) (92)	++	++	++	+			++	++	+
		Relativ complexă	De suprafață	Dzgar (83) Tzant-Dam (85)	+	++	++	+				++	+
	Ale edificilor cutate post-paleozoice și ale geosinclinalor cutate	Relativ simplă	Parțial subacvatică	Ins. Japoneze (103) Irrawaddy-Andaman (105)			++			+		++	+
		Relativ complexă	De suprafață	Deshic-Kevir (74) (Platoul Iran) Afgan Tadjik) 36)		+	+					+	+

cu intercalații de marne. Avonianul superior, gros de 300—1 500 m, este reprezentat în parte printr-un facies argilos, ce poate avea rolul de rocă-mamă și în parte prin calcare recifale, care pot fi roci magazin.

Depozitele seriei de Milstone grit (Namurian), groasă de 600—1 200 m, sînt formate dintr-o alternanță de bancuri (70—90 m) de gresii grosiere și marne. Gresiiile grosiere pot fi roci magazin, deși permeabilitatea și porozitatea lor este foarte redusă. Seria Coal Measures, care are o grosime ce atinge

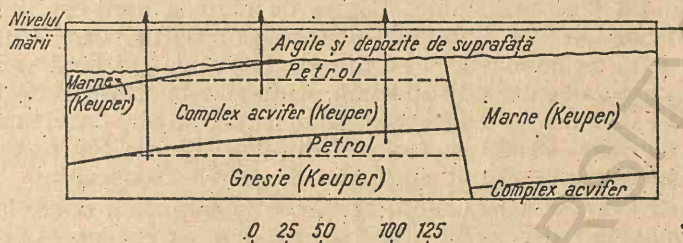


Fig. 33. Secțiune ilustrând acumularea de petrol în Keuper, în structura Formby.

uneori 1 500 m, este formată dintr-o alternanță de marne, cărbuni, argile și gresii, ultimele avînd o grosime de circa 15 m și o porozitate și permeabilitate foarte mică.

Carboniferul este acoperit discordant de depozite ale Permo-Triascului, formate din gresii grosiere (gresia de Collyhurst), marne roșii-purpurii (marnele de Manchester), gresii roșii și marne, gresii slab cimentate (gresiile din Keuper) și marne roșii nisipoase la partea inferioară (marnele din Keuper).

În acest bazin, care este foarte compartimentat de falii cu direcția NNW—SSE, au fost puse în evidență cîteva cute anticlinale slab boltite. În anul 1939, a fost descoperită, la vest de Lancashire, structura Formby, de unde se exploatează petrol din gresiile Keuperului (fig. 33). Zăcămintele sînt stratiforme, slab boltite, ecranate tectonic. Se consideră că petrolul din această structură este în zăcămint secundar și că ar fi migrat, probabil, din Carbonifer, care e formațiunea cea mai des întîlnită în această regiune și ale cărei sisturi bituminoase sînt considerate ca rocă mamă. Explorarea în extindere s-a făcut prin mai multe foraje. Forajul de la nord-vest de Formby, amplasat pe Permian, a traversat o serie de depozite ale Carboniferului, atîngînd adîncimea de 1 748 m. Alte două foraje, amplasate pe Carbonifer, unul la Upholland, adînc de 595 m, și altul la Bicherstoff, de 580 m, n-au întîlnit nici un zăcămint de hidrocarburi.

3. Bazinul Nord-European

Bazinul Nord-European (fig. 32 — 3), care se întinde în partea centrală și de nord a Europei, ocupă imense suprafețe din teritoriul Țărilor de Jos, Germaniei și Poloniei și mai puțin din teritoriul Marii Britanii, Danemarcei și Uniunii Sovietice.

În partea de est, bazinul este delimitat de două mari ridicări ale fundamentului, anume Ratnensk și Bieloruscă Ucrainiană, care sînt separate de Depresiunea Brest. Limita de sud este formată de un sistem de horsturi și grabene; horsturile sînt formate din depozite paleozoice și sînt separate de zone de scufundare ale fundamentului (grabene), acoperite, în cea mai mare parte, de depozite mezozoice. La sud-vest, bazinul este încadrat de masivul Brabant, iar în vest de lanțul munților Pennine și de crestele muntoase ale Wales-ului, din Marea Britanie. Limita de nord și nord-est a bazinului o formează depozitele precambriene ale Scutului Baltic, care apar în Insula Bornholm și în Scandinavia și se afundă în Insula Jutland și în regiunile învecinate. Fundamentul acestui bazin, scufundat în unele zone la adîncimi între 6 000—10 000 m și foarte compartimentat, are o cuvertură ce atinge o grosime de 6 000—8 000 m, formată din depozite ale Paleozoicului, Mezozoicului, Paleogenului și mai puțin din depozitele Neogenului.

În partea de est a bazinului, seriile sedimentare au o grosime de circa 2 500 m, înglobînd atît pe cele ale Paleozoicului, cu excepția Carboniferului, cît și pe cele ale Mezozoicului, cea mai mare grosime avînd depozitele Silurianului (circa 900 m); depozitele Mezozoicului sînt mai puțin groase.

În tabela 12 se dă profilul stratigrafic sumar al formațiunilor sedimentare din Bazinul Nord-European de pe teritoriul R.D.G și R.G.F.

În Bazinul Nord-European se cunosc o serie de depresiuni. În partea de est sînt depresiunile Bieloruscă-Lituaniană și Mozovetzky-Lublin, iar la sud est Depresiunea Lvov, care sînt formate din depozite ale Paleozoicului, Mezozoicului și Paleogenului.

Sondele forate în partea de est a Depresiunii Polono-Lituaniană au dat indicații de petrol în depozitele Paleozoicului inferior, iar cele din Depresiunea Lvov, în Devonian. În zona centrală a Depresiunii Danezo-Polonă, la vest de care se situează Depresiunea Lodz, se întinde, pe direcția nord-vest-sud est, anticlinoriul din partea de mijloc a Poloniei, format dintr-o serie de cute anticlinale dispuse linear, dintre care unele legate de diapirismul sării. Partea de nord-vest a acestui anticlinoriu este cunoscută și sub numele de zona anticlinală Pomoro-Kuiansky, iar partea de sud sub numele de Zona anticlinală Sventokșisk.

Depresiunea Daneză (care cuprinde partea de nord a Peninsulei Jutland), Depresiunea Polono-Lituaniană, Depresiunea Mozovetzky-Lublin, Depresiunea Lvov, Depresiunea Lodz și anticlinoriul Pomoro-Kuiansky sînt considerate ca avînd perspective petro-gazeifere.

La vest de Depresiunea Lodz se află o mare zonă, caracterizată printr-o tectonică în blocuri ridicate, separate de grabene. De la sud către nord-nord-vest se disting următoarele blocuri mari: Mecklenburg, Holstein, Rendsburger și Schleswig, între care se situează depresiunile Hamburg, Kiel și Heide, umplute de depozite jurasice cu grosimi mari, și Depresiunea Daneză, umplută cu depozite groase ale Liasicului și Cretacicului.

În partea de nord a Bazinului Nord-European, în limitele Depresiunii Daneze, în apropiere de orașul Frederikshavn, a fost descoperit un mic ză-

Tabelul 12

Profilul stratigrafic sumar al formațiunilor sedimentare din Bazinul Nord-European
de pe teritoriul R.D.G. și R.F.G. (după Rudolf Meinhold, 1964)

Eră, sistem	Serie	Etaș	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic
Cuaternar	Holocen		Nisipuri, pietrișuri, argile, calcare lacunare, turbe.
	Pleistocen		Depozitele principalelor glaciațiuni și interglaciațiuni (nisipuri, pietrișuri, argile, marne).
Terțiar	Pliocen Miocen		Nisipuri, argile, cărbuni bruni (în partea de nord a Germaniei).
	Oligocen	Superior Mediu inferior	Nisipuri, cărbuni bruni. Argile „Nisipul gazeifer de la Neuengammer“ din nord-vestul Germaniei.
	Eocen	Superior inferior	Nisipuri, argile, cărbuni bruni. Tufite, calcare grezoase.
	Paleocen		Nisipuri, glauconitice, argile, conglomerate.
Transgresiune			
Cretacic superior	Danian Maastrichtian	Senonian	În nord : cretă, calcare, marne calcaroase
	Campanian Santonian Coniacian	Emscherian	Petrol la Reitbrook și Mecklenburgh în nord-vestul Germaniei din Maastrichtian. În sud : calcare și marne, gresii calcaroase.
	Turonian		În nord : cretă și marne, roci calcaroase.
	Cenomanian		În sud : gresii.
Cretacic inferior	Albian superior și mediu		Marne argiloase și argile de culoare deschisă. Producție mică de petrol în partea de vest a Germaniei.
	Albian inferior Aptian	Gault	Transgresiune Argile și marne de culoare închisă și deschisă, calcare. Producție mică de petrol, în nord-vestul Germaniei (Klütfe).

Tabelul 12 (continuare)

Eră sistem	Serie	Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	
Cretacic inferior	Barremian	Neocomian	Argile de culoare închisă și marne. Argile, marne, gresii calcaroase.	
	Hauterivian		Transgresiune.	
	Valanginian		Argile, marne și gresii. Gresii de Bentheim (Valendian inf.) (rocă magazin importantă pentru petrol). Importante roci magazin. Multe zăcămintе în partea de nord-vest a R.F.G. Indicații de petrol în R.D.G.	
Jurasic	Malm	Wealdian	Transgresiune	
		Portlandian	Serpulit	Sare gemă, marne argiloase, dolomite.
			Marne de Munder	În nord vestul Germaniei mici zăcămintе de petrol.
			Strate cu Gigas	Marne argiloase, gresii dolomitice și calcare. Mai multe zăcămintе de petrol în Germania de nord-vest.
		Kimmeridgian	Superior	Argile roșii și cenușii, dolomite și anhidrite.
			Mediu	Marne, argile marnoase, calcare și gresii, anhidrit.
			Inferior	Argile grezoase, calcare, gresii.
		Oxfordian	Oolitic coraligen	Calcare oolitice, argile nisipoase. Dolomite, oolite de fier. Unele zăcămintе de petrol în Germania de nord-vest.
			Strate de Heersumer	Calcare nisipoase-argiloase cu intercalații de argile marnoase și argile.
	Dogger	Callovian	Argile marnoase, gresii fine, calcare.	
		Batonian	Marne, gresia de Cornbrash. Mai multe zăcămintе de petrol în Germania de nord-vest. Indicații de petrol și gaze în R.D.G.	
		Bajocian	Argile, gresii fine. Unele zăcămintе în Germania de nord-vest.	
			Argile, gresii în Emsland și Holstein. Unele zăcămintе în R.G..	

Tabelul 12 (continuare)

Eră, sistem	Serie	Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic
Juristic	Lias	Aalenian superior	Gresia Beta, în parte argiloasă. Argile de culoare închisă.
		Aalenian inferior	Argile negre-cenușii.
		Toracian superior	În Holstein și în regiunea din fața munților Harz, ca șisturi bituminoase numite „Șisturi de Dörnten”.
		Toracian inferior	Șisturi bituminoase cu Posidonii, la est de Elba argile de culoare închisă. În nord-vestul Germaniei, slab productiv.
		Domerian	Marne și argile de culoare închisă.
		Pliensbachian	Marne și argile, iar înspre partea de mijloc a bazinului șisturi cu caractere de șisturi bituminoase.
		Sinemurian superior	Nisipuri fine și oolite feruginoase, spre marginile bazinului, argile de culoare închisă; local, prin foraje, s-au carotat șisturi bituminoase.
Triasic	Keuper	Sinemurian inferior	Argile marnoase, adesea bituminoase și gresii. Zăcămintele de petrol în nord-vestul Germaniei.
		Hetangian	Indicații de petrol în R.D.G.
		Superior	Gresii, mai ales în partea superioară și mijlocie. Zăcămintele de petrol în nord-vestul Germaniei. Indicații de petrol în R.D.G.
	Muschelkalk	Mediu	Marne roșii, mari zăcămintele de sare în Holstein și în Schilfsandstein (gresia de trestie), în Germania de nord și de mijloc. În regiunea Hanovra și în valea superioară a Rinului, zăcămintele mici de petrol, cantonate în Schilfsandstein.
		Inferior	Gresii, șisturi argiloase, marne, dolomite, local subțiri intercalații de cărbuni. La marginea grăbnelui Rinului petrol în nisipuri.
		Superior	Calcare, strate cu ceratiți (în partea de nord a Germaniei, argile în plăci).
		Mediu	Calcare de culoare galbuie-cenușie, uneori cu urme de bitumene, zăcămintele de sare cu gips sau anhidrit.

Tabelul 12 (continuare)

Eră, sistem	Serie	Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic
Triasic	Bundsandstein	Inferior	Dolomite, calcare marnoase (Weltenkalk) și calcare cu aspect oolitic-conglomeratic, uneori calcar spumos (Shaumkalk).
		Superior	Argile roșii cu gips și anhidrit, sare gemă.
		Mediu	Argile roșii și gălbui, conglomerate. În Thuringia gresia cu Cheirotherium, cu gaze și un conținut mare de azot.
		Inferior	Șisturi argiloase, de culoare roșie-brună, gresii, parțial argiloase. Calcare oolitice.
Permian	Zechstein	Seria Aller	Șisturi argiloase de culoare roșie, brună. Sare de potasiu. Sare gemă. Argilă roșie saliferă.
		Seria Leine	Sare de potasiu. Sare gemă. Anhidrit. Dolomite în plăci, adeseori cu gaze, mai ales în regiunea Emsland.
		Seria Stassfurt	Anhidrit. Sare de potasiu. Sare gemă. Anhidritul bazal. Dolomitul principal (40—60 m. grosime), colector foarte important pentru petrol și gaze în bazinul Thuringia și bazinul subhercinic. Gaze în Emsland. Argilă brun-roșcată saliferă.
		Seria Werra	Anhidritul superior. Sare gemă și sare de potasiu. Anhidrit cu numeroase indicații de petrol și gaze. Calcare. 0,30 m șisturi cuprifere. Conglomerate.
	Rotliegendes	Superior	Gresii roșii, conglomerate.
		Inferior	Cutarea saalică Șisturi argiloase, gresii, conglomerate, cărbuni, porfire.
	Superior		Foarte dezvoltat în regiunea Ruhrului, Cutarea asturică Multe strate de cărbuni. R.D.G.: Răspîndirea limitată numai în bazinele carbonifere mici de la Zwickau-Olsnitz și în Munții Harz. Cutarea sudetă

Tabelul 12 (continuare)

Eră sistem	Serie	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic
Carbonifer	Inferior	Calcaros, la vest de Rin. Argilos-nisipos în regiunea Ruhrului și în partea de est a Germaniei (Facies de Kulm). În Thuringia, ardezii, în culcuș șișturi foarte tectonizate cu un conținut ridicat de substanțe cărbunoase și pirită. În Munții Harz și în Saxonia (regiunea carboniferă de la Zwickau) și în Doberlug, antracit.
Devonian		Șisturi bine dezvoltate, Grauwacke, cuarțite, calcare și calcare recifale în masivul șistos renan, șisturi bituminoase (șisturi de Wissenbach) și gresii. Calcare, șisturi keratophire în Munții Harz. Șisturi calcaroase în Thuringia, cu un banc, de 50 m grosime, de șisturi negre cu conținut ridicat de substanțe cărbunoase.
Gotlandian		Cutarea caledoniană Șisturi cu graptoliți, șisturi silicioase, șisturi alaunifere, în Thuringia, Munții Harz și în regiunea Lausitz.
Ordovician		Cuarțite și șisturi cu zăcămintele de minereu în Thuringia și Vogtland. Curațite în regiunea Lausitz și în Saxonia de nord.
Cambrian		Calcare în regiunea Lausitz. Grauwacke la Doberlug. Șisturi și grauwacke în pădurea Franconă. Cutarea
Precambrian		asintică Șisturi, Grauwacke, conglomerate, în Thuringia. Filite și gneise în Erzgebirge și Fichtelgebirge. Grauwacke în valea Elbei și în regiunea Lausitz. Gnase grafitoase în Pădurea Boemă. Gnase Granitice în Pădurea Neagră.

căminț de gaze, al cărui obiect de exploatare îl formează lentilele de nisipuri ale Pleistocenului, situate între 70—90 m și 170—190 m adâncime.

După descoperirea acestui zăcăminț s-au mai forat sonde de explorare, în special în părțile de nord și de sud ale Insulei Jutland. În anul 1958 au fost făcute probe de punere în producție la 9 sonde și toate au fost abandonate, fiind sterile. Aceste sonde au atins adâncimi cuprinse între 1 650 și 2 490 m; în sud-vestul peninsulei, unele sonde au atins fundamentul la 1 648 m adâncime, altele au ajuns la 2 489 m în Zechstein și la 2 344 m în Keuper. În anul 1959 au mai fost forate două sonde, care de asemenea au fost fără rezultate. În ultimii ani, activitatea de prospecțiuni s-a desfășurat în Peninsula Jutland într-un ritm mai puțin susținut.

Pe teritoriul Angliei se întinde partea de nord-vest a bazinului European care se deschide în Marea Nordului. Această parte a bazinului se caracterizează printr-un fundament cutat format de depozitele Paleozoicului inferior și printr-o mare dezvoltare a Paleozoicului superior și o mai mică dezvoltare a Mezozoicului și a depozitelor mai tinere. Această parte a bazinului corespunde cu ceea ce geologii englezi numesc regiunea East Midlands, ce se întinde în partea de est a zonei centrale a Angliei.

În această parte a Bazinului Nord-European, din punctul de vedere al posibilităților de acumulare a hidrocarburilor, cea mai mare importanță prezintă Carboniferul și un interes mai redus, Permianul, Triasicul și Jurasicul.

Carboniferul inferior începe cu conglomerate, deasupra cărora predomină calcarele care, în unele zone, trec lateral într-un facies argilos. Carboniferul superior, cu seria de Millstone grit (Namurian), este format din marne, șisturi cenușii și negre, strate subțiri de cărbuni și gresii slab consolidate, acoperite de seria Coal Measures (seria cu cărbuni), formată dintr-o alternanță de nisipuri, gresii fine, strate de cărbuni (ce predomină) și roci eruptive care, în zona Plungar, formează mai mult din jumătatea acestei serii.

Discordant peste seria Coal Measures urmează Permianul, care e bine dezvoltat în partea de nord-est a regiunii și este format din marne, gresii, calcare și dolomite.

Seria gresiilor din Bundsandstein, de deasupra, este formată din gresii slab cimentate, de culoare roșie, a căror grosime variază de la 60 m, în partea de sud a regiunii, până la 150 m, în partea de nord a regiunii. Discordant peste Bundsandstein urmează Keuper-ul, care în bază are un complex nisipos gros de 30—150 m și la partea superioară marne roșii ce ating grosimi de 150—250 m.

Jurasicul se prezintă în facies argilos și calcaros.

Regiunea East Midlands a fost afectată de două faze de cutare: o fază principală orogenică, care a dus la formarea Munților Armorici și a unui număr mare de falii de o amploare nu prea mare, și o fază (de la finele Terțiarului) când s-au produs cutări locale și falii de mică amplitudine.

În această regiune se cunosc o serie de cute anticlinale, cu direcție nord-vest-sud est sau nord-sud, în general asimetrice, cu flancul vestic mai înclinat.

În East Midlands, posibilitățile de acumulare a hidrocarburilor în Carbonifer au fost cercetate încă din perioada 1918—1922. La nord de Nottingham au fost forate sonde de explorare pe cutele anticlinale de la Ironville, Hardstoft, Heath, Brimington, Renishaw și Ridgeway. Unele din aceste sonde au fost sterile, iar altele au dat puțin petrol și manifestații de gaze din orizonturile Coal Measures și Millstone Grit. Singur forajul de la Hardstoft (1919) a pus în evidență un orizont productiv, în Carboniferul inferior, între 450—510 m adâncime. În anul 1939, după o serie de foraje de explorare pe alte cute din această regiune (la Gun Hill, Whittington), prin intensificarea lucrărilor de prospecțiuni geologice și din interpretarea rezultatelor obținute

din lucrările miniere, s-a pus în evidență structura Eakring (fig. 34). Sondele de pe această structură, amplasate pe depozitele mezozoice așezate aproape orizontal, au ca obiect de exploatare Carboniferul. Zăcămintele sînt stratiforme, slab boltite, accidentate, cu limita petrol-apă tabulară, pentru complexele inferioare. După descoperirea structurii Eakring, pînă în anul 1966 au mai fost descoperite încă 15 structuri petrolifere și 4 structuri gazeifere.

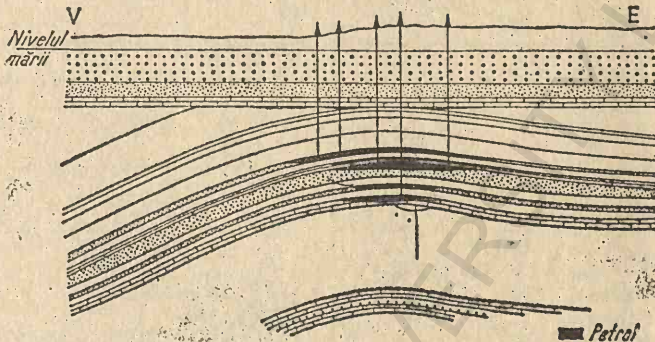


Fig. 34. Secțiune geologică prin structura Eakring

Structurile descoperite se grupează pe zone de acumulare, dintre care mai bine conturată este zona de acumulare Hardstoft-Eakring-Duke's Woodi Caunton-Kelham Hills, formată din cute anticlinale de mică amplitudine separate între ele de mici sinclinale. Obiectul principal de exploatare îl formează gresiile din orizontul Millstone Grit; s-a obținut producție, mai mică însă, și din calcarele Carboniferului inferior. Zăcămintele structurilor menționate sînt stratiforme boltite, accidentate, cu limita petrol-apă tabulară. Structurile Eakring și Duke's Wood au aceeași valoare izobatică, așa după cum reiese din harta structurală cu izobatele trasate la acoperișul seriei de Millstone Grit. Ele sînt separate printr-o mică șa tectonică. Structurile Caunton și Kelham Hills au aceeași valoare izobatică, la același reper—acoperișul seriei de Millstone Grit, dar sînt situate mai jos decît structurile Eakring și Duke's Wood, iar structura Egmonton se situează și mai jos.

Colectoarele structurilor din Bazinul Nord-European de pe teritoriul Angliei în unele structuri sînt formate din nisipuri, în altele din gresii (Gainsborough, Corringham). Pe structura Plungar se exploatează calcarele fisurate ale Carboniferului, iar pe structura Eskdale calcarele dolomitizate fisurate ale Permianului. Din fig. 35 și tabelul 13, în care sînt menționate structurile petrolifere și gazeifere din Anglia, reiese că în Bazinul Nord-European de pe teritoriul acestei țări au fost descoperite cele mai multe structuri.

În anul 1966, pe coasta Angliei, în Marea Nordului au fost descoperite 5 structuri gazeifere (Vest Sole, Ann, Leman, Hewett și Indefabigable), la adîncimi de 2 000—3 000 m, în Permian și Triasic inferior.

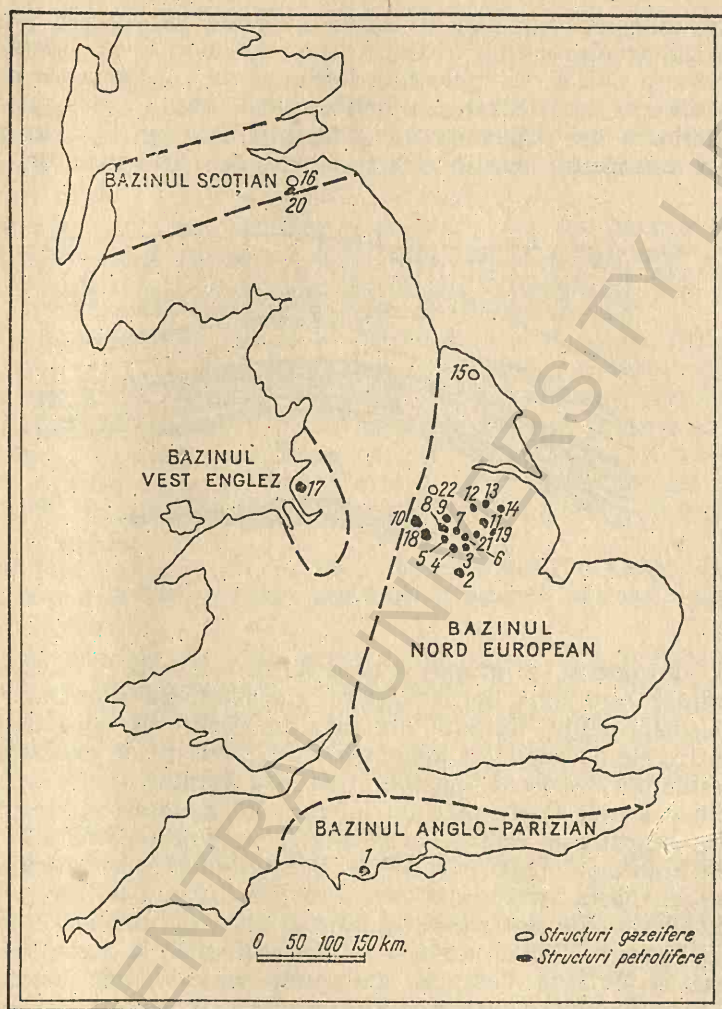


Fig. 35. Structurile petrolifere și gazeifere din Anglia:

- 1 — Kimmeridge; 2 — Plungar; 3 — Kelham Hills; 4 — Duke's Wood; 5 — Eakring;
 6 — Cauntton; 7 — Egmontton; 8 — Bothamsall; 9 — Apleyhead; 10 — Calow; 11 — South-
 Levertton; 12 — Gainsborough; 13 — Corringham; 14 — Glentworth; 15 — Eskdale; 16 — Cous-
 land; 17 — Formby; 18 — Hardstoft; 19 — Torksey; 20 — Midlothian; 21 — Nocton;
 22 — Trumfleet.

Pe teritoriul Olandei, Depresiunea Vest-Olandeză din Bazinul Nord Euro-
 pean se deschide în Marea Nordului. În urma prospecțiunilor geologice și
 geofizice și a forajelor de mică și mare adâncime, s-a ajuns la concluzia că
 subsolul ei ar aparține structural la patru mari unități tectonice.

Tabelul 13

Structurile petrolifere și gazeifere din Marea Britanie repartizate pe bazine. Metodele de prospecțiuni pe baza cărora au fost descoperite (C. Beca)

Bazinul	Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare				Adâncimea medie a sondelelor m	Metodele de prospecțiuni pe baza cărora s-au descoperit
			Carbo-nifer	Per-mian	Triasic	Jurasic		
Scoțian	Cousland (gaze)	1938	+				720	Geologie de suprafață
	Midlothian	1938	+				550	Geologie de suprafață
West-Englez	Formby	1939			+		40	Foraje structurale
							270	
Nord European	Hardstoft	1919	+				510	Geologie de suprafață
	Eakring	1939	+				765	Lucrări miniere și foraje
	Duke's Wood	1941	+				765	Seismică
	Kelham Hills	1941	+				765	Seismică
	Caunton	1943	+				670	Seismică
	Nocton	1943	+				970	Seismică
	Plungar	1953	+				885	Seismică
	Egmonton	1955	+				1 035	Seismică
	Eskdale (gaze)	1955		+			1 600	Seismică și geologie de suprafață
	Calow	1958	+					Lucrări miniere
	Corringham	1958	+				1 720	Seismică
	Bothamsall	1958	+				1 020	Seismică și geologie
	Gainsborough	1959	+				1 400	Seismică
	South							
	Leverton	1960	+				1 275	Seismică
	Apleyhead	1960	+				1 445	Seismică
	Glentworth	1961	+				1 100	Seismică
	Trumfleet	1962	+				1 150	Seismică
	Torsky	1963	+				1 400	Seismică
	Lockton (gaze)	1966	+	+			2 250	Seismică
	Ralph Cross (gaze)	1966		+			1 800	Seismică
Anglo-Parizian	Heathfield	1902				+	240	Foraje de mică adâncime
	Kimmeridge	1959				+	520	Geologie de suprafață
	Bletchingly (gaze)	1965				+	1 200	

În partea de nord a acestei depresiuni, în nordul provinciei Drente și în provincia Groningen, în special în partea de sud a acestuia, se află o regiune de domuri de sare. Acestea au fost detectate prin prospecțiuni gravimetrice. Forajele executate după indicațiile prospecțiunilor gravimetrice au pus în evidență domul de sare de la Schoonlo (vest de Coevorden). Domurile

de sare din nord estul Olandei reprezintă prelungirea regiunii domurilor de sare din nord-estul Germaniei.

În partea de mijloc a Olandei se află o altă unitate tectonică, caracterizată printr-un lanț de cute care se întinde de la est, unde are în general direcția est-vest, până în Marea Nordului, în vest, pe cuprinsul provinciilor Overijsel, Gelderland, Utrecht și Zuid-Holland. Cutele din această unitate, care sînt foarte fracturate și unele străpunse de sarea din Zechstein, nu sînt decît continuarea celor din R.F.G.

În partea de sud a Depresiunii Vest-Olandeze, care este ocupată de marginea Masivului Brabant, în unitatea ce se întinde în sudul provinciilor Zeeland, Brabantul de Nord și Limburg, depozitele Terțiarului și ale Mezozoicului (reprezentat prin Cretacicul superior) stau discordant peste Carbonifer.

Cea de a patra unitate tectonică, foarte faliată, cuprinde sud-estul țării. În timp ce în porțiunea cea mai sudică a Olandei, cuprinsă între Belgia și Republica Federală a Germaniei, depozitele Terțiarului au o grosime apreciabilă, în horstul Pell, situat la nord de grabenul Roermond, depozitele terțiare și mezozoice sînt foarte subțiri și stau peste Paleozoic. Numele de horst-graben al acestei unități a fost dat tocmai după acest caracter al structurii ei.

Depresiunea Vest-Olandeză, cu excepția unor zone din sudul provinciei Limburg și din provinciile Gelderland și Overijsel, în apropiere de frontiera R.F.G., unde apare Carboniferul, Jurasicul și Cretacicul, este acoperită de depozite terțiare și cuaternare.

Iviri de petrol se cunosc de mult timp la Haarlem, de unde și numele de „petrolul de Haarlem”. Date privind posibilitatea existenței zăcămintelor de petrol s-au obținut prin forajele executate în urma prospecțiunilor geofizice și prin care s-au verificat și rezultatele interpretărilor lucrărilor făcute.

În anul 1923, într-o sondă forată la Corle, în partea de est a provinciei Gelderland, s-a găsit ceva petrol în Carbonifer și Zechstein. Prin cartare, a fost pusă în evidență prelungirea pe teritoriul țării a anticlinalului Bentheim din R.F.G. și au fost forate sonde în apropiere de frontieră.

În afară de nord estul țării, unde s-a îndreptat toată atenția, s-au forat sonde de explorare în estul și vestul țării. În est, în provincia Gelderland, au fost forate sonde la nord și vest de orașul Nimegen și la nord est de Corle, iar în provincia Overijsel la sud est de orașul Zwolle. În est, în provincia Utrecht, s-au forat sonde la nord est și sud est de orașul Utrecht, iar în provincia Zuid Holland s-au forat sonde pe flancul sudic al cutei anticlinale Gonda, la 6 km est de localitatea Gonda, unde sub depozitele Terțiarului, s-au întîlnit depozitele Albianului, Barremianului și Hauterivianului.

Pe cuta anticlinală de la Delft, sub o cuvertură de Terțiar, de circa 400 m grosime, a fost întîlnit Cretacicul, de la Cenomanian la Hauterivian. Din Albian au fost extrase carote de argile nisipoase cu petrol. La marginea orașului Haga, pe prelungirea vestică a anticlinalului de la Delft, o sondează care executa un foraj cu ocazia expoziției din anul 1938 a întîlnit asfalt în

Paleocen, la adâncimea de 464 m. În provincia nord Holland, forajele făcute la 10 km nord vest de Amsterdam, pe cuta anticlinală de la Zaanden, sub depozitele Terțiarului, gros de circa 900 m, a întâlnit Keuper.

Forajele de explorare au continuat mai ales după descoperirea structurii Coevorden-Schoonebeek în 1943. Această structură, situată în partea de est a provinciei Drente, face parte dintr-un lanț de cute anticlinale, ea fiind o cută anticlinală cu direcția E-V, compartimentată în mai multe blocuri

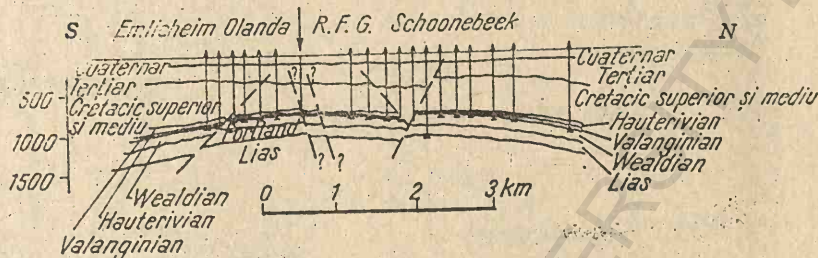


Fig. 36. Secțiune geologică prin structura Emlicheim—Schoonebeek.

tectonice. Schoonebeek nu este decât flancul nordic al cutoi Emlicheim din R.F.G. (fig. 36). În prima sondă de explorare, forată la 7 km est de Coevorden, s-au găsit urme de petrol în Portlandian. O sondă forată la Schoonebeek a intrat în producție din Valanginian. Sondele amplasate pe Cuaternar au traversat Terțiarul, Cretacicul superior și mediu, Valanginianul, Hauterivianul, Portlandianul și Liasicul, iar unele sonde de la Coevorden sub Liasic au găsit Keuper și Muschelkalk. Adâncimea medie a sondelor de explorare de la Schoonebeek este de circa 800 m; la această adâncime este baza Valanginianului, ale cărui nisipuri formează obiectul principal de exploatare. Zăcămintul este stratiform, ecranat tectonic.

După rezultatele de producție obținute pe structura Schoonebeek, explorările s-au extins la vest și la sud de aceasta. Începînd din anul 1954, activitatea de explorare se desfășoară și în partea de vest a țării, la nord est și sud est de orașul Haga, ea fiind de fapt concentrată aici după anul 1956, și mai puțin în partea de est a țării. În anul 1957, explorările reluate pe structura Schoonebeek au descoperit gaze în Permianul superior.

Ulterior s-au descoperit zăcămintele de gaze în partea de est a țării, la Annerveen-Anlo, Noordbroek, Slochteren, Delfzije, Schildmeer și Bierum. Gaze au mai fost descoperite și la Blijo-Ferwerd, pe coasta Mării Nordului. S-au forat sonde de explorare și pe insulele Ameland și Terschelling.

În tabela 14 sînt prezentate unele date privind structurile petrolifere și gazeifere din Depresiunea Vest-Olandeză, iar în fig. 37 și 38 harta Mării Nordului și a teritoriilor limitrofe cu zăcămintele de petrol și gaze respectiv harta structurilor petrolifere și gazeifere din Olanda.

Pe teritoriul R.D.G. și R.F.G., în limitele Bazinului Nord-European, o linie tectonică, în mare parte bine exprimată, împarte teritoriul cuprins între fluviile Elba și Ems, în două părți: una la nord și una la sud. În partea de

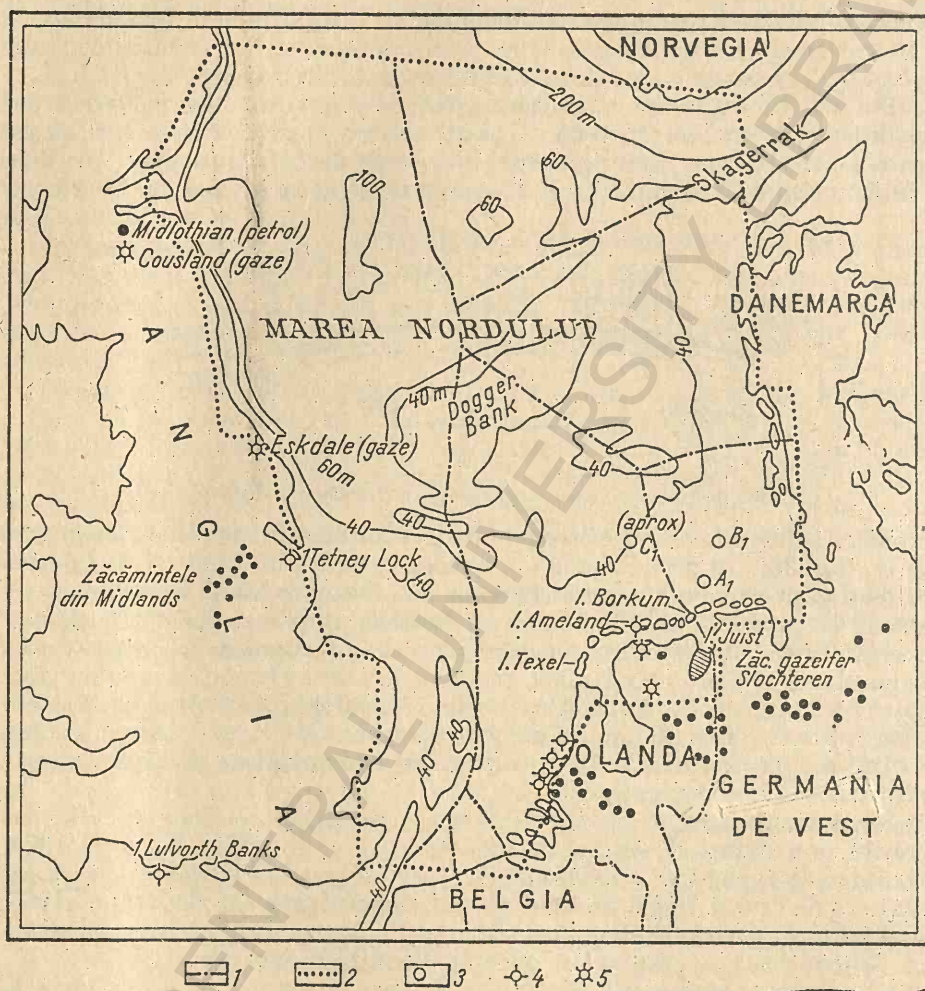


Fig. 37. Harta Mării Nordului și a teritoriilor limitrofe cu zăcăminte de petrol și gaze:
 1—linii care delimitează zonele marine aparținând țării riverane; 2—limita zonei cercetată aeromagnetic în anul 1963; 3—sonde săpate sau proiectate în M. Nordului; 4—sonde fără rezultate; 5—sonde cu gaze.

nord, care este formată din mai multe blocuri tectonice, sînt mai multe structuri petrolifere, dintre care unele legate de diapirismul sării. În această parte, depozitele Cretacicului superior și ale Terțiarului au o mare dezvoltare, spre deosebire de cele ale Cretacicului inferior și ale Jurasicului, care sînt mai puțin dezvoltate sau uneori chiar lipsesc.

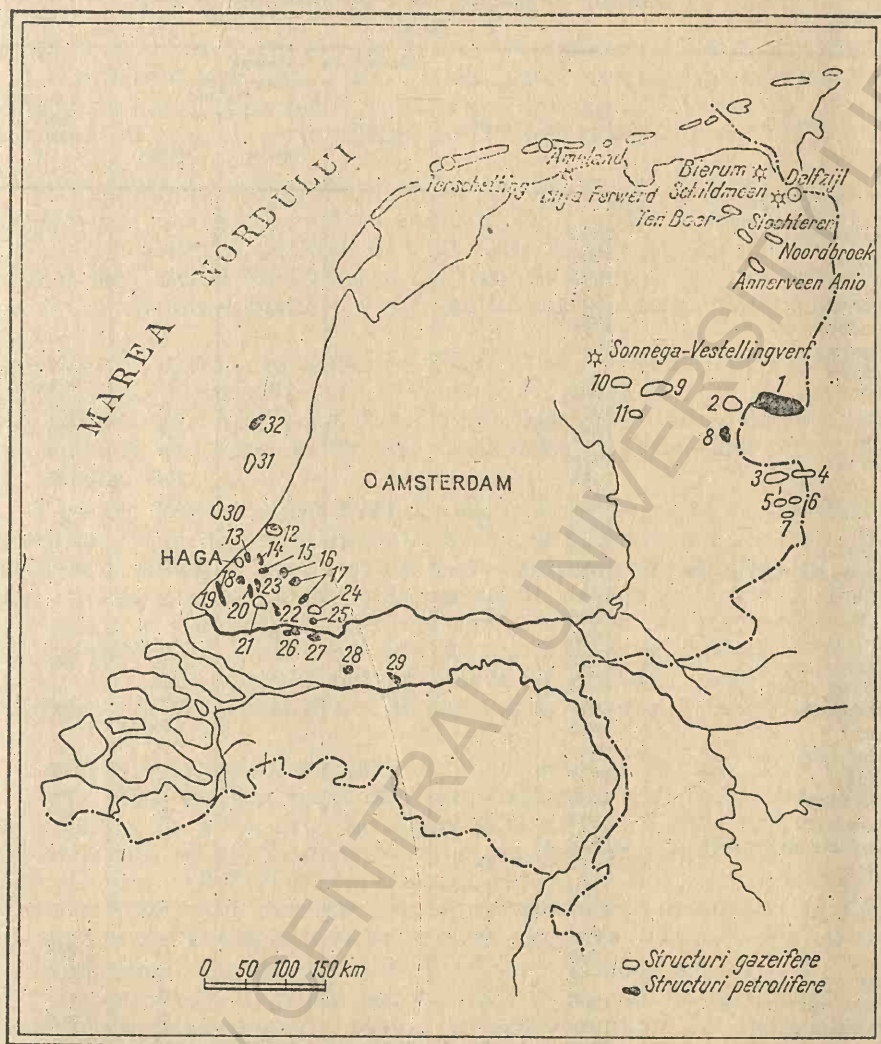


Fig. 38. Structurile petrolifere și gazeifere din Olanda:

- 1 — Schoonebeek; 2 — Coevorden; 3 — Tubbergen; 4 — Denekamp; 5 — Rossum; 6 — De Lutte; 7 — Losser;
8 — Bergentheim/Hardenberg; 9 — De Wijk; 10 — Wanneperveen; 11 — Staphorst; 12 — Nordwijk;
13 — Meyendel; 14 — Wassenaar; 15 — Leidschendam; 16 — Zoetermeer; 17 — Moerkapelle; 18 — Rijswijk;
19 — Monster — De Lier; 20 — Delft; 21 — Oude Leede; 22 — Berkel; 23 — Pijnacker; 24 — Nieuwerkerk;
25 — Lekkerkerk; 26 — IJsselmonde; 27 — Ridderkerk; 28 — Werkendam; 29 — Andel; 30 — Scheveningen;
31 — Noorwijk; 32 — Zandvoort.

Tabelul 14

Structuri petrolifere și gazeifere din Depresiunea Vest-Olandeză
(C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare				Adâncimea medie a sondelor, m
		Permian	Jurasic mediu	Cretacic		
				superior	inferior	
Schoonebeek	1943	G			P	750
Coevorden	1948			P		
De Wijk	1949	G				
Staphorst	1950	G				
Wanneperveen	1950	G				
Tubbergen	1950	G				
Rijswijk					P	750—1 660
Andel	1953			P		930—1 440
Delft	1954				P	930—1 160
Berkel	1954				P	930—1 110
Pijnacker	1955				P	
De Lier	1955				P, G	1 580
Noordwijk	1955				G	
Rossum	1955	G				
Wassenaar	1956				P	
Ijsselmorde-Ridderkerk	1956				P	930—1 500
De Lutte	1956	G				
Ten Boer	1956	P				
Rammelbeek	1956			P		
Alblasserdam	1957				P	1 470
Leidschendam	1957				G	
Morkappelle	1957				P	730—1 350
Monster	1957				P	
Ridderkerk	1957				P	
Zoetermeer	1957				P	2 600
Werkendam	1958		P			1 950
Nieuwerkerk	1958				P	
Wassenaar-Meyendel	1958				P	
Slochteren	1959	G				
Delfzigt	1960	G				
Lekkerkerk	1960	P			P	
Annervveen Anlo	1962	G				
Heilov	1965	G			G	2 250
Groet	1965	G			G	2 800
Oudega-Akkrum	1965	G			G	
Tietjerksteradeel	1965	G			G	2 200
Suawoude	1965	G			G	2 640
Zwolle	1965	G				2 740
Slootdorp	1965	G			G	
Harlingen	1965	G			G	1 700
Warga	1965	G			G	1 850
Nijega	1965	G			G	1 900
Pinjum	1965	G			G	1 800
Ureterp	1966	G			G	

P = petrol; G = gaze

Partea de sud, cunoscută și sub numele de „Bazinul Saxon inferior”, în care sînt situate principalele structuri petrolifere și gazeifere, este delimitată în vest de marele prag structural Olandez și se caracterizează atît printr-o tectonică complicată, cît și prin aceea că depozitele Cretacicului superior și ale Terțiarului sînt mai puțin groase, spre deosebire de cele ale Paleozoicului superior, Jurasicului superior și ale Cretacicului inferior, care au dimensiuni mari. În această parte de sud, se disting de la est spre vest două depresiuni importante:

1. Depresiunea Gifhorn, situată în est, legată de un graben de direcție nord est-sud vest și umplută cu depozite ale Jurasicului inferior și mediu. În această depresiune sînt zone de acumulare de petrol și gaze legate de diapirismul sării, avînd direcție nord est-sud vest, paralele și în alternanță cu zone de acumulare formate din cute anticlinale și brachianticlinale largi și faliate.

2. Între Depresiunea Gifhorn și Fluviul Weser se află o altă depresiune, asemănătoare din punct de vedere tectonic cu prima, și care se deosebește de zona de la vest de Fluviul Weser, unde lipsesc domurile de sare și zonele de acumulare sînt formate din cute anticlinale bine exprimate la vest de Fluviul Ems.

Regiunea petro-gazeiferă Nord-Germană. Pentru această regiune sînt caracteristice zonele de acumulare de pe marginile depresiunilor, legate de diapirismul sării. În aceste zone sînt cantonate zăcăminte stratiforme de diferite tipuri, situate atît pe flancurile domurilor de sare cît și în zonele de boltă ale acestora, în Permian, Dogger, Cretacic inferior și Cretacic mediu. Structurile petrolifere, în număr de peste 20, sînt situate pe teritoriul R.F.G. în depresiunile Heide, Kiel și Hamburg. Cîteva structuri mai mici sînt cunoscute în apropiere de Wilhelmshafen și pe malul stîng al cursului inferior al fluviului Weser.

În 1960 s-au descoperit zăcăminte de petrol în R.D.G., la Straslung, pe coasta Mării Baltice, după care s-au descoperit gaze la Storkow, la sud est de Berlin. În 1962, între Straslung și Greisfswald, unde erau cunoscute unele structuri, s-a pus în evidență structura Reikenhagen, în care prin sonde adînci de circa 3 000 m se exploatează petrol din dolomitul principal din Zechstein. Rezervorul, care este fracturat și poros, are o grosime de 22—25 m. Gaze au mai fost descoperite la Rudersdorf (est de Berlin).

În prezent, cea mai importantă regiune petro-gazeiferă din Bazinul Nord European este Regiunea Saxoniei inferioare, care dă aproximativ 9/10 din producția totală a acestui bazin. Cea mai mare parte din această regiune este pe teritoriul R.F.G. și numai o mică parte pe teritoriul Olandei.

În partea de vest a regiunii, acumulările de petrol și gaze sînt localizate în zonele anticlinale, în care zăcămintele sînt stratiforme boltite și mai rar ecranate stratigrafic. Gazele cantonate în complexul carbonat al Permianului superior sînt legate de zăcăminte masive în proeminențe structurale. La vest de fluviul Ems în R.F.G. și în partea de est a Olandei, în afară de principalul orizont petrolifer „Bentheim” (Valanginian), gros de 90 m și format din ni-

sipuri fine și gresii, mai sînt productive argilele fisurate ale Portlandianului, care formează orizonturi groase de 0,5—6 m, orizonturile Wealdianului, groase de 12 m fiecare, și gresiile Valanginianului.

Rezultate slabe de producție s-au obținut și din Hauterivian și Aptian. În partea de est a Olandei, în afară de aceste obiecte de exploatare, sînt productive (gaze) orizonturile Barremianului. Primele structuri petrolifere din această parte a regiunii au fost descoperite în 1942—1943 (în regiunile Lingen — R.F.G. și Schoonebeek — Olanda), iar în 1938 structura gazeiferă Bentheim. Principalele structuri au fost descoperite după 1948. În prezent, în această zonă, în limitele R.F.G. sînt circa 15 structuri petrolifere și gazeifere, iar în Olanda peste 10 structuri gazeifere și una petroliferă. În 1960, în nord, în regiunea Groningen (Olanda) a fost descoperită o mare structură gazeiferă — Slochteren, ale cărei rezerve, cantonate în Permian, s-au estimat la 1,1 trilioane m³. De asemenea, s-a stabilit existența zăcămintelor de gaze, pe insula Ameland, în legătură cu care s-au făcut prospecțiuni în regiunea Mării Nordului.

Între fluviile Ems și Weser, capacitatea petroliferă este mai mare în comparație cu zona sus menționată. Aici, principalele obiecte de exploatare pentru petrol sînt orizonturile nisipoase și grezoase ale Liasicului, Doggerului, Malmului și Cretacicului inferior, iar gaze se găsesc în dolomitele Triasicului. În limitele acestei regiuni sînt o serie de anticlinale ale căror zăcămintele sînt stratiforme boltite și ecranate stratigrafic și litologic. Primele structuri din Saxonia inferioară au fost descoperite în 1950 și în prezent se cunosc peste 20 structuri petrolifere și cîteva gazeifere. La est de Weser, pe cursul fluviului Aller și în Depresiunea Gifhorn sînt zone de acumulare de petrol și gaze atît pe marginile depresiunii, cît și în partea ei centrală; structurile acestor zone sînt legate de domuri de sare dispuse linear, avînd cele mai variate tipuri de zăcămintele stratiforme. Obiectele de exploatare pentru petrol sînt în intervalul Triasic — Cretacic superior, principalele roci productive fiind gresiile din Wealdian — Valanginian, Dogger și Liasic.

În prezent aici sînt cunoscute peste 30 de structuri petrolifere.

În R.D.G., în partea de nord, se cunosc o serie de cute anticlinale, în general de direcție nord vest — sud est, separate de sinclinale, la sud de care, între Nustrelitz și Halberstadt, sînt mai multe linii de cute anticlinale și domuri de sare. O a treia zonă de cute anticlinale se cunoaște la nord și sud de Erfurt (fig. 39).

În R.F.G. sînt, de asemenea, numeroase masive de sare și de multe din acestea sînt legate o serie de structuri petro-gazeifere. Aceste structuri sînt repartizate pe mai multe regiuni: regiunea Nord Elba, regiunea dintre Elba și Weser, regiunea dintre Weser și Ems și regiunea Vest Ems.

În R.F.G. mai sînt structuri petrolifere în regiunea cursului superior al Rinului, și în regiunea Prealpină. În tabelul 15 sînt date exemple de structuri din aceste regiuni, (obiectele de exploatare și adîncimea medie a sondelor).

În fig. 40 și 41 sînt date structurile petrolifere și gazeifere din R.F.G.

STRUCTURILE PRÈ-TERȚIARE >1000: GROSIMEA TERȚIARULUI
MAI MARE DE 1000 m:

Formațiunile sedimentare pre-terțiare: Cr_s = Cretacic superior,
 Cr_i = Cretacic inferior, J = Jurassic, T = Triasic, T_k = Keuper,
 T_M = Muschelkalk, T_s = Buntsandstein, Z = Zechstein

+ + + Limita probabilă a Paleozoicului
și a cristalinelui

— — — Sistem de fracturi în reg. fracturilor
principale din masivul de mijloc

— — — — — Fractură

— x — x — Axă de sinclinal

— + — + — Axă de anticlinal și
de dom

○ Contururile structurilor
(schematic)

∩ Zone de apariție formațiilor
de vîrstă nestabilită

- - - Zone de apariție
cretacic inferior

- + - + - Zone de apariție
a Doggerului

▨ Masiv de sare

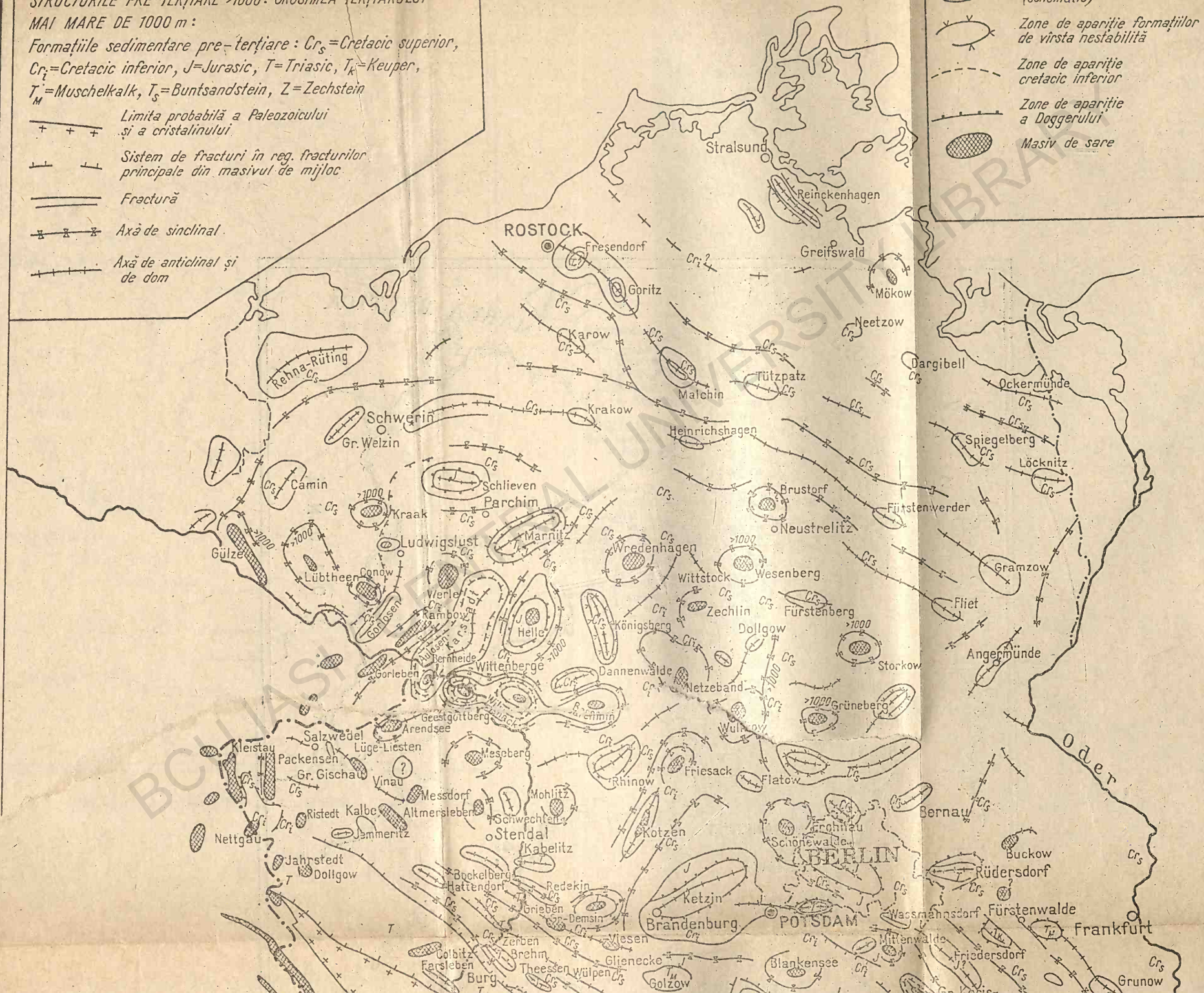




Fig. 39. Harta structurilor posibile petrolifere ale R.D.G.



Fig. 41. Structurile gazeifere din R.F.G.

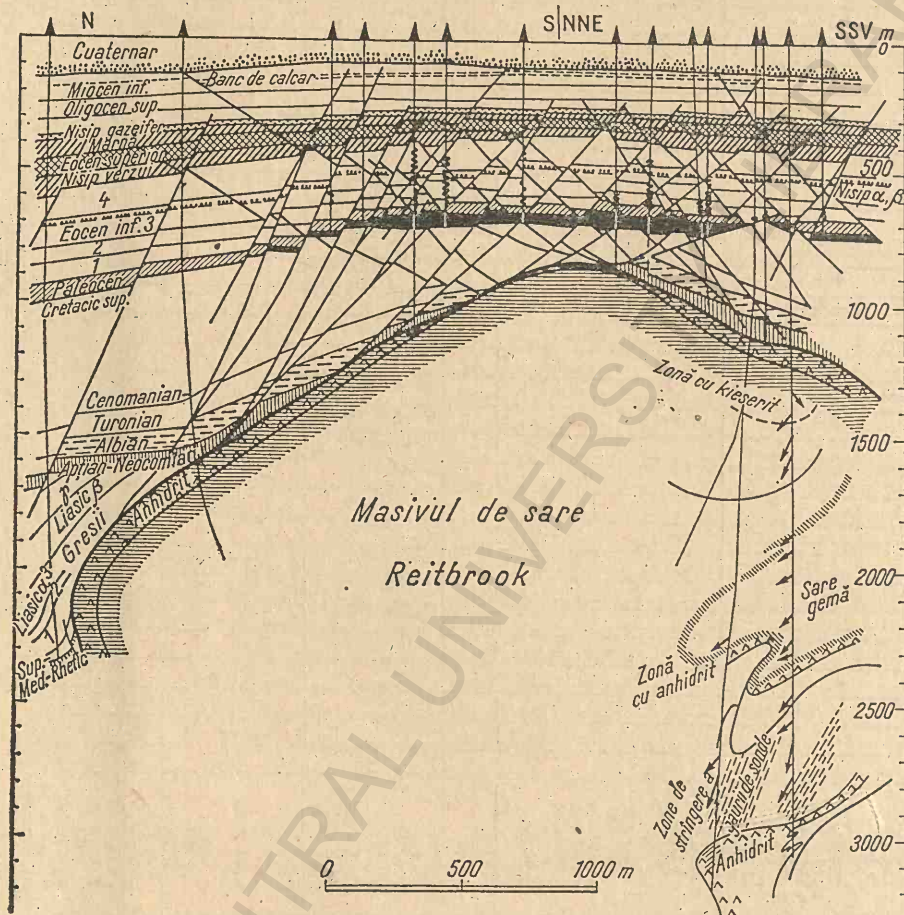


Fig. 42. Secțiune transversală prin structura Reitbrook.

Ca exemple de structuri ce caracterizează într-o oarecare măsură fiecare regiune sus-menționată din limitele Bazinului Nord European se menționează, pentru regiunea Nord Elba, structura Reitbrook (fig. 42), legată de un masiv de sare, deasupra căruia Cretacicul și Neozoicul sînt foarte compartimentate. Din regiunea Elba-Weser se menționează structura Wietze (fig. 43).

Documentarea geologică în descifrarea stratigrafică și tectonică a acestor structuri a avut la bază informațiile obținute de la cele 2 000 de sonde, care au fost forate începînd din anul 1859. Cea mai mare parte din aceste sonde au fost forate pînă în anul 1921, ceea ce a făcut ca ele să fie lipsite de măsurători electrice în gaura de sondă și de alte metode moderne de documentare

Prima sondă, forată în anul 1859, pînă la adîncimea de 35,6 m, a întîlnit petrol în Pleistocen. În urma acestor rezultate s-au continuat forajele și din anul 1883 a început să aibă loc o creștere a producției, care în anul 1910 a ajuns la 9 000 t pe lună. Cu toată activitatea intensă de foraj, din cauza scăderii presiunii de zăcămint producția a scăzut, ceea ce a făcut ca din anul 1920 să se treacă și la exploatarea prin galerii, în special pentru nisipurile

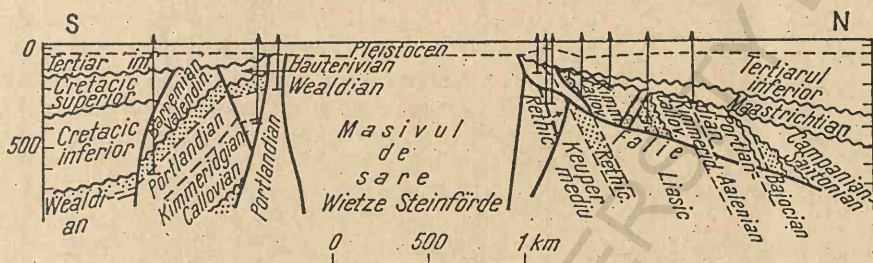


Fig. 43. Secțiune transversală prin structura Wietze.

din Wealdinian. Din punct de vedere tectonic, structura este legată de masivul de sare de la Wietze-Streiförde, care împreună cu masivele de sare de la Meissendorf, Wolthausen și Wienhausen, aparțin aceleiași linii tectonice. Sarea pe această structură ajunge pînă sub Terțiar-Pleistocen, care se găsesc pe masivul de sare.

Structura Wietze are o tectonică foarte complicată. Flancurile sînt compartimentate, în apropiere de sare, în mai multe blocuri tectonice, pentru ca mai spre vest, unde masivul se afundă, gradul de compartimentare a flancurilor să se diminueze. Suprafețele productive privesc flancul de nord și zona axială de scufundare în spre nord vest. Obiectele de exploatare au fost puse în evidență în Maastrichtian, Wealdian, Bathonian și Rethic superior.

În regiunea dintre Weser și Ems, ca exemplu se poate da structura Hemmelte-West, formată de o cută anticlinală, nu prea înclinată, faliată (fig. 44).

În ceea ce privește regiunea de la vest de Ems, se dă ca exemplu structura Rühle. Această structură, descoperită în anul 1949, se află aproape de granița dintre Republica Federală a Germaniei și Olanda, în care pătrunde puțin. Din punct de vedere tectonic, ea este o cută anticlinală, lungă de circa 10 km și lată de 4 km, formată în cea mai mare parte din depozitele Cretacicului. Printr-o limită de concesiune, structura Rühle este separată într-o parte mai mare, la est, cunoscută sub numele de *Rühlermoor* (fig. 45) și una mai mică la vest, *Rühlerwist*. Structura este compartimentată în mai multe blocuri, de o serie de falii și are ca obiect de exploatare gresile Bentheim.

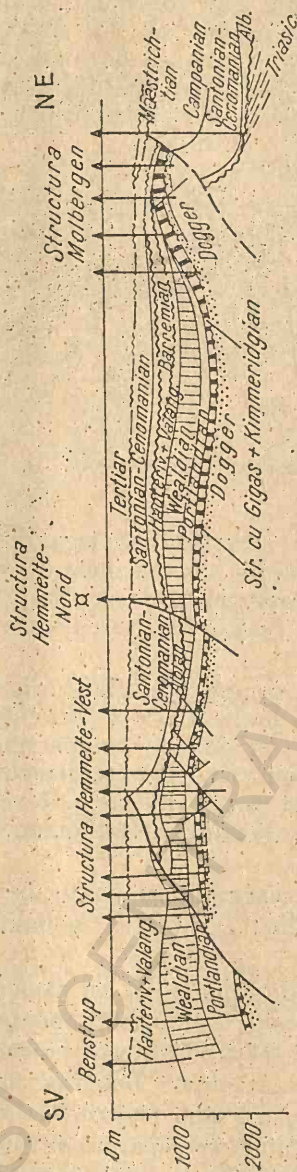


Fig. 44. Secțiune transversală prin structura Hemmelte—West.

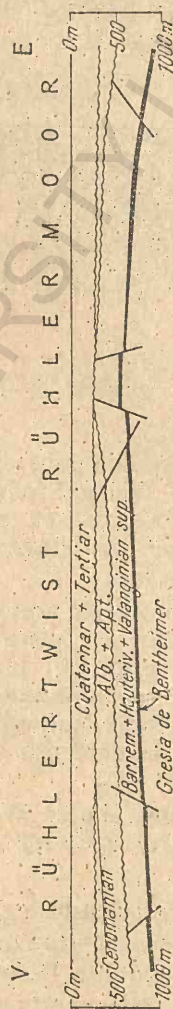


Fig. 45. Secțiune transversală prin structura Ruhlermoor

4. Bazinul Thuringian (fig. 46)

Acest bazin (fig. 32—7), situat în partea de sud vest a Republicii Democratice Germane, este delimitat la nord de Munții Harz și de prelungirea lor estică îngropată, la sud de lanțul Munților Pădurea Thuringiei, la est de ramificațiile Munților Eisenberg și în vest de un șir de dealuri formate din depozite ale Triasicului inferior (Platoul Eichwald). Peste fundamentul cutat și compartimentat situat la circa 2 000 m adâncime, format din depozite ale Paleozoicului superior, se află o cuvertură sedimentară, de asemenea compartimentată într-o serie de blocuri scufundate și ridicate. Depozitele din această cuvertură aparțin Permianului superior și Triasicului; în unele zone se întâlnesc și depozite, destul de groase, aparținând Pleistocenului și Holocenului. Faliile care compartimentează cuvertura sedimentară formează o serie de blocuri dispuse aproape paralel și care traversează bazinul pe direcția SV—NE. În acest bazin se cunosc manifestări de gaze legate de depozitele Triasicului inferior și mediu. Gazele conțin circa 70% azot.

În urma prospecțiunilor și explorărilor, în Bazinul Thuringian au fost descoperite două structuri gazeifere — Muhlause și Langensalza și o structură petroliferă — Volkenroda. Obiectul principal de exploatare, pentru petrol și gaze, este format de dolomitul principal fisurat din Zechstein și de orizonturile Permianului superior, productive de gaze. Zăcămintele sînt de tip masiv, în proeminențe structurale și, în general, sînt de mică importanță în ceea ce privește capacitatea lor gazo-petroliferă.

5. Bazinul Rinului

Acest bazin (fig. 32—6) se întinde pe teritoriul Republicii Federale a Germaniei și al Franței și este legat de depresiunea care în prezent este ocupată de valea Rinului. Bazinul are o lungime de peste 300 km și o lățime de 40—50 km. Pe teritoriul Franței, el se întinde sub forma unei benzi, cu lungimea de circa 180 km și cu lățimea, în unele zone, de numai 20—30 km. Bazinul Rinului este mărginit de edificii muntoase, formate din depozite mezozoice. La est, se află masivul Rhenan, la sud — Jura Alsaciană, în care la suprafață apar depozite ale Mezozoicului inferior, iar la vest — munții Vosgi și Pfälzer.

Peste fundamentul cutat hercinic, foarte compartimentat, al bazinului, se află o cuvertură sedimentară formată din depozite permieni, triasice, jurasice, paleogene (cele cretacice lipsesc) și neogene. Litologic, depozitele din cuvertura sedimentară sînt formate, în general, din gresii, marne, argile și nisipuri, rocile carbonatate predominînd în Jurasic și Paleogen (tabelul 16).

Din punct de vedere tectonic, Bazinul Rinului este format dintr-o serie de horsturi și grabene. La nord de Depresiunea Sélestat, care face parte din acest bazin, se află pragul structural Ernstein, care întretaie bazinul pe direcția SV-NE, și pragul structural Colmar, situat în partea de sud a depresiunii menționate (fig. 47). La nord de pragul structural Ernstein se află Depresiunea Pechelbronn, iar la sud de pragul structural Colmar se întinde așa-nu-



Fig. 46. Bazinul Thuringian.

Tabelul 16

Profilul stratigrafic al cuverturii sedimentare din Bazinul Rinului

Sistemul	Seria	Etajul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea m	Capacitatea petroliferă
Cuaternar			Nisip, prundiș, pietriș, argilă.	Până la 400	
Neogen	Pliocen		Nisip, prundiș, intercalații de argile.	0—640	Gaze
	Miocen		Marne cu intercalații de gresii, calcare, dolomite.	200—1 600	Gaze
Paleogen	Oligocen	Chat-tian	Marne bariolate, cu intercalații de gresii, calcare și anhidrite.	140—500	Petroil
		Ruppe-lian	Marne cu intercalații de gresii. La partea inferioară șisturi bituminoase cu impresiuni de pești.	250—500	
		Sannoi-sian (Stratele de Pechel bronn)	Argile pestrițe și marne cenușii cu intercalații de gresii. Argile bituminoase, în zona centrală a bazinului.	50—500	Petroil
	Eocen	Superior	Calcare de apă dulce, în zona centrală dolomitizate, marne verzi și roșii.	Până la 800	
		Mediu	Calcare de apă dulce, marne bituminoase.	Până la 60	
		Inferior	Nisipuri de origine continentală.	Până la 70	
Jurasic	Malm	Kimme-ridgian	Seria calcaroasă marnoasă.	Până la 200 60	
		Oxfordian	Calcare, marne.		
		Callovian	Argile cenușii, marne.		
		Batonian superior	Marne	20	

Tabelul 16 (continuare)

Sistemul	Seria	Etajul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Capacitatea petroliferă
Jurasic	Dogger	Batonian inferior	„Marele oolit”, calcare oolitice.	40—100	Petrol
		Bajocian	În partea de nord a bazinului — marne. În partea de sud a bazinului — marne, calcare nisipoase, gresii marnoase.	50	Petrol
	Liasic	Aalenian	Alternanța de argile și gresii.	250	Petrol
		Toarcian	Argile, marne, calcare.	30—40	
		Charmouthian	Argile cenușii și marne.	10—60	
		Sinemurian	Argile cenușii închise.	20—60	
		Hettangian	Marne, calcare, șisturi marnoase bituminoase.	10—30	
Triasic	Keuper	Superior	Gresii și argile, marne pestrițe dolomitizate și argile.	20	Petrol
		Inferior	Gresii. Argile cu rare intercalații de gresii.	170—300 Până la 30	
	Muschelkalk	Superior	Calcare, dolomite.		Petrol
		Mediu	Marne dolomitizate, pe alocuri gresii.	230—190	
	Bundsandstein	Inferior	Sare. Argile de culoare roșie, conglomerate.	10—500	
Permian	Zechstein Rotliegendes		Argile pestrițe, dolomite, gresii. Gresii roșii și cenușii, arcoze, nisipuri.	De la câțiva m până la 1 000	

Fundament

Granit, diorit

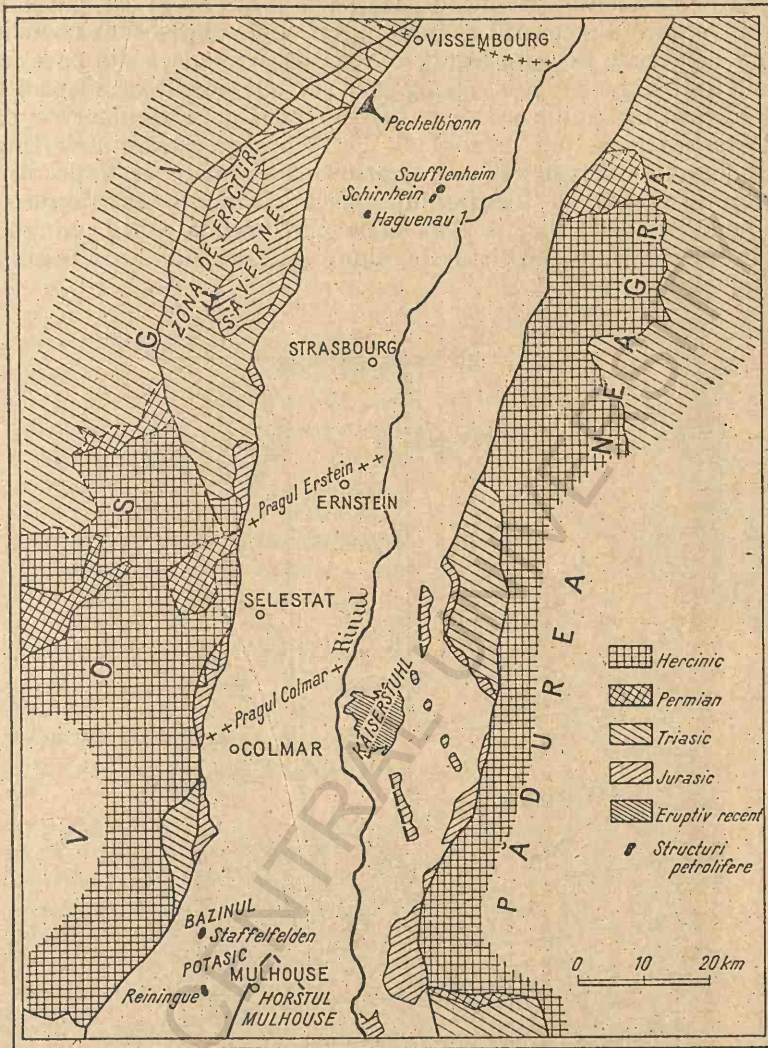


Fig. 47. Structurile petrolifere din Alsacia.

mitul „Bazin potasic“, unde blocurile tectonice ale fundamentului sînt de dimensiuni mari și se prezintă sub formă de monocinal sau de boltă. În partea de sud a bazinului, mai este încă o ridicare, legată de horstul Mulhouse.

În Bazinul Rinului, în care cea mai mare parte din structuri se situează în partea de sud, sînt încă o serie de zone de acumulare de petrol și gaze legate

atît de marile accidente care încadrează bazinul la vest și est, cît și de faliiile de mare anvergură din centrul bazinului. Astfel, de marea falie ce delimitează bazinul în partea de est este legată o zonă de acumulare din care fac parte structurile Rot, Forst-Weiher, Wenigarten și altele, iar de accidentul tectonic care delimitează bazinul în vest este legată o zonă de acumulare din care face parte și vechea structură petroliferă Pechelbronn. Zăcămintele din aceste zone de acumulare sînt în general stratiforme ecranate tectonic. În depozitele grezo-nisipoase ale Terțiarului există zăcăminte stratiforme ecranate stratigrafic și litologic, iar de depozitele carbonatate sînt legate zăcămintele masive în proeminențe structurale, cum este cazul structurii Staffelfelden (fig. 48).

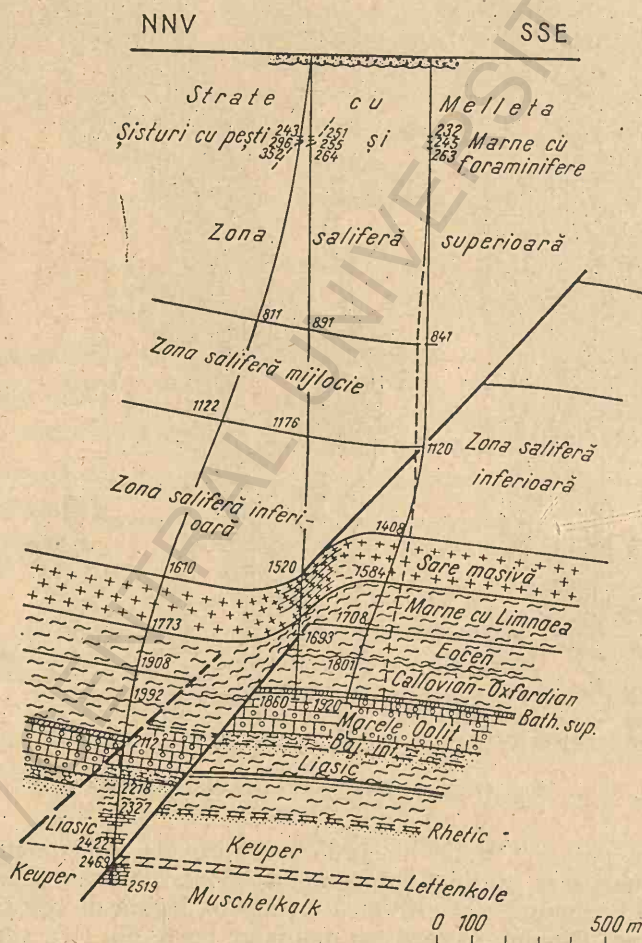


Fig. 48. Secțiune transversală prin structura Staffelfelden.

Structurile din Alsacia sînt cunoscute și sub numirile de structurile din Alsacia inferioară (Pechelbronn, Scheibenhard, Donau și Schirren) al căror obiect principal de exploatare este Oligocenul, structurile din Alsacia de mijloc (structura Eschau), și structurile din Alsacia superioară (Staffelfelden și Reiningue), unde se exploatează Jurasicul (calcarele oolitice mai mult sau mai puțin dolomitizate ale Batonianului și calcarele Rauracianului).

Cea mai veche structură din Alsacia este structura Pechelbronn, unde prezența petrolului și a asfaltului este cunoscută încă din secolul al XV-lea. Din anul 1742, exploatarea pe această structură s-a făcut prin puțuri de mîină și prin galerii, iar începînd din anul 1882, ea a fost exploatată atît prin galerii, cît și prin sonde. Această structură (fig. 49) se prezintă sub forma unui monoclinal compartimentat, ale cărui strate au o înclinare de circa 10° . Lungimea structurii este de circa 20 km și lățimea de 7 km. Suita de depozite ale Oligocenului atinge o grosime de 1200—1800 m.

Obiectul principal de exploatare îl formează stratele inferioare de Pechelbronn (Oligocen), formate din marne în care sînt intercalate orizonturi de nisipuri petrolifere și lentile de nisipuri cu apă dulce.

În afară de Oligocen, care pînă în prezent dă cea mai mare producție din Alsacia, se mai exploatează calcarele dolomitice și gresiile Triasicului mediu, gresiile și dolomitele Triasicului superior, gresiile Liasicului superior, gresiile Bajocianului inferior și calcarele oolitice ale Batonianului.

6. Bazinul Rhonului

Bazinul Rhonului (fig. 32—17) este situat în partea de sud est a Franței, între Masivul Central, în vest, și lanțurile muntoase ale Jurei și Alpilor Apuseni, în est. Bazinul se deschide spre sud în Golful

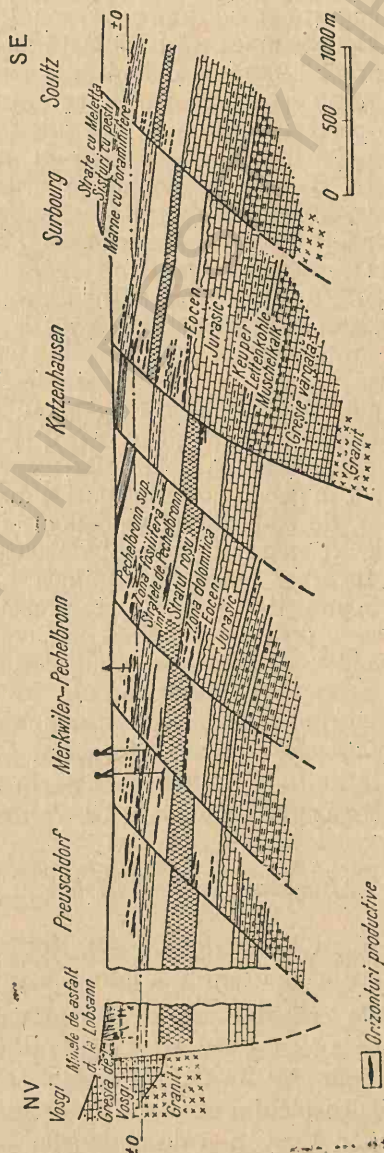


Fig. 49. Secțiune transversală prin structura Pechelbronn.

Lyon, iar în nord este mărginit de dealurile Langre, formate din Jurasic, și Munții Vosgi, care separă Bazinul Rhonului de Bazinul Anglo-Parizian și de cel al Rinului.

Bazinul Rhonului este legat de Depresiunea premontană a edificiului cutat alpin și o particularitate a acestui bazin este că marginea de platformă este îngustă și ridicată de-a lungul unei fracturi. Marginea cutată a bazinului este de asemenea mult ridicată și o mare parte din ea ia parte la formarea lanțurilor alpine ce delimitează bazinul în est.

Acest bazin, cu excepția regiunilor din sud, corespunde celei mai scufundate părți a depresiunii marginale prealpine; după faliile care-l încadrează în vest și în est, el seamănă cu un graben.

În Bazinul Rhonului se disting trei depresiuni: la nord — Depresiunea Bresse, în partea centrală — Depresiunea Daufaine și a sud, — depresiunea marină (regiunile Languedoc și Provence).

Depresiunea Daufaine, delimitată în sud de un prag structural, este separată de Depresiunea Bresse prin proeminența Lioneză, cu direcția SV—NE, formată din cristalin și îngropată.

Peste fundamentul cristalin cutat al bazinului, aflat la o adâncime de câteva mii de metri, urmează seriile Mezozoicului, care, ca și cele ale Paleogenului, sînt formate, în general, din roci carbonatate, de care sînt legate numeroase iviri de gaze, petrol și asfalt. Miocenul inferior se caracterizează prin predominarea nisipurilor, gresiilor și conglomeratelor, iar Pliocenul este format, în general, din nisipuri și marne. Seriile Mezozoicului apar pe marginile de est, de sud-vest (Languedoc) și de sud est (Provence) ale bazinului, iar seriile Neogenului și ale Cuaternarului se întîlnesc în zonele centrale.

În acest bazin, în regiunea Languedoc s-au descoperit două structuri: una în anul 1921 (Gabian), în prezent epuizată, și una în anul 1951 (Gallician), din care, prin sonde adînci de circa 2 000 m, se exploatează hidrocarburi din dolomitele triasice ale unui zăcămint masiv în proeminențe structurale.

Sonde de explorare au mai fost forate și pe alte cîte anticlinale, în general slab înclinate și faliolate, cum sînt cele de la Alés, La Gardiole, Quissac, La Vaunage, Lussan, Coulobres, Castelnau și Camargue. Urme de petrol au fost întîlnite în Cretacic la Alés, în Permian la Coulobres, în Terțiar la Camargue și gaze în Cretacic la La Vaunage.

7. Bazinul Anglo-Parizian

Acest bazin (fig. 32—4), slab asimetric, se întinde în cea mai mare parte pe teritoriul Franței și numai o mică parte se află în sudul Angliei.

Pe teritoriul Angliei, bazinul este delimitat de masivul paleozoic Cornwall și de un șir de dealuri formate din depozite mezozoice. În nord-est, bazinul este delimitat de Munții Ardeni și de Masivul Brabant, format din depozite ale Paleozoicului inferior. În sud-est și în est bazinul este delimitat de Masivul cristalin Morvan și de platourile Langres și Argonne, iar în sud și vest de o

serie de dealuri formate din depozite paleogene, ce țin de masivele Armorican și Central.

Acest bazin are o parte scufundată, în nord, ocupată de marea Mîneții și o parte scufundată, în sud, între masivele Armorican și Central, care-l unește cu Bazinul Aquitan. Pe marginile bazinului apar depozite ale Jurasicului și Cretacicului inferior, iar în interior, depozitele Jurasicului, Cretacicului și ale Paleogenului formează o cuvertură ce atinge o grosime de peste 3 000 m. Tectonica fundamentului se caracterizează printr-o serie de blocuri, care se reflectă în cuvertura sedimentară prin cute anticlinale și brachianticlinale slab faliat, separate de sinclinale.

În tabelul 17 se dă profilul stratigrafic sumar al cuverturii sedimentare.

În partea de nord a bazinului, nisipurile petrolifere din Cretacicul inferior de la Sussex, precum și ivirile de petrol din calcarele și nisipurile Jurasicului mediu și superior au constituit elemente pe baza cărora s-a trecut la explorarea unor cute anticlinale. Sondele forate pe structurile Pordsdown, Grove Hill, Penshurst, Poxwell, Kingsclere, au dat rezultate slabe de producție. Rezultate mai bune s-au obținut de pe cîta anticlinală Heatfield, din calcarele fisurate ale Doggerului.

Pe teritoriul Franței, în partea de nord vest a sectorului francez al bazinului, au fost puse în evidență mai multe cute anticlinale slab pronunțate, dintre care se menționează cele de la Compiègne, Rouen, Beynes, Pays de Bray. Ca obiecte de exploatare ale structurilor din acest sector, ale căror zăcămintele sînt, în general, de tip masiv, se menționează calcarele Jurasicului mediu. În tabela 18 este dată o scurtă descriere a profilului stratigrafic sumar ce privește intervalul Callovian-Aalenian din acest sector, după structura Chailly-en-Bière (fig. 50).

8. Bazinul Aquitan

Acest bazin (fig. 32—15), situat în sud-vestul Franței, este delimitat la nord, est și nord est de Masivul Armorican, Masivul Central și Masivul Montagne Noire. Aceste masive sînt formate, în cea mai mare parte, din sisturi cristaline paleozoice și prepaleozoice. În sud, el este încadrat de Munții Pirinei. Marginea cutată de sud a bazinului, lăță de cîțiva zeci de kilometri și complicată din punct de vedere tectonic de diapirismul sării, se deosebește de marginea nordică, ce are o lățime de 200—250 km și înclinări mici, prezentînd un caracter de platformă.

Peste fundamentul cutat al bazinului, format din depozite ale Paleozoicului inferior, urmează depozite ale Carboniferului, Permianului, Mezozoicului, Neogenului și Cuaternarului. Depozitele Paleozoicului superior și ale Mezozoicului apar la suprafață pe o zonă îngustă, pe versantul de nord al Pirineilor, iar depozitele Paleogenului și Neogenului ocupă o mare suprafață din zona centrală a bazinului. Depozitele mezozoice și paleogene inferioare, de care sînt legate acumulările de hidrocarburi din acest bazin, sînt formate, în cea mai

Tabelul 17

Profilul stratigrafic al formațiunilor sedimentare din Bazinul Anglo-Parizian

Sistemul	Seria	Etajul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea m
Paleogen	Oligocen		Marne și nisipuri marine, calcare lacustre.	Până la 200
	Eocen		Marne și nisipuri marine cu rare intercalații de calcare lacustre. Alternanță de gresii și argile.	
Cretacic	Superior	Senonian	Cretă, marne.	100
		Turonian	Marne și gresii.	200
		Cenomanian	Gresii glauconitice, calcare.	100
	Inferior	Albian	Gresii cu intercalații de argile.	150
		Aptian	Alternanță de marne, nisipuri și argile.	Până la 800
		Barremian	Alternanță de nisipuri, gresii și argile pestrițe.	
Jurasic	Superior	Haute-rivian		
		Valanginian		
		Purbeckian	Argile și nisipuri.	Până la 900
		Kimmeridgian	Calcare argiloase, marne, calcare (Portlandian).	
		Calcare argiloase, marne, argile.		
	Lusitanian	Calcare și marne.		
	Mediu	Oxfordian	Calcare argiloase, marne și argile.	
		Callovian	Argile și calcare argiloase.	
		Batonian	Calcare oolitice.	300
		Bajocian	Calcare nisipoase și marne.	
Inferior	Aalenian	Argile, marne nisipoase și calcare.	100	
	Turonian	Argile, marne, calcare.	170	
	Domerian	Marne și calcare oolitice, în bază gresii.	100	
	Lotharingian	Argile și calcare oolitice.	100	
Permian		Hetangian	Alternanță de marne și argile cu intercalații de gresii.	30—40
		Rhetian		
Triasic			Marne pestrițe, în bază gresii.	

entul

Granite și sisturi metamorfe întâlnite la adâncimea maximă de 3100 m,

Tabelul 18

Profilul stratigrafic sumar al intervalului Callovian-Aalenian

Etajul	Formațiunea	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Callovian	Marne cu Ammoniți „Cornbrach superior“	Reper oolitic Calcare nodulare. Marno-calcare cu brachiopode. Calcare marnoase, grosiere, cu zone de calcare oolitice. Calcare bioclastice; în bază polipieri. Discordanță	30
Batonian	„Cornbrach inferior“ „Comblanchier“ „Oolitul alb“ „Formațiuni grosiere“ Formațiuni grosiere cu entroce remaniate	Calcare bioclastice și oolitice. Discordanță Calcare sublitografice. Calcare pseudo-oolitice. Calcare oolitice, bioclastice și grosiere. Calcare fin oolitice, local grosiere. Calcare sublitografice, local grosiere. Calcar oolitic, local grosier și bioclastic. Calcare grosiere și oolitice. Calcare marnoase. Marno-calcare. Marne negre cu spiculi. Marne lumachellice. Calcare cu entroce, oolitice și grosiere. Marne cu intercalații de calcare oolitice. Discordanță	145
Bajocian superior	Calcare cu entroce și „Oolite Cannadien“. Marne cu <i>Ostrea acuminata</i> , spiculi și <i>Serpula</i> .	Calcare dolomitice, slab dolomitice. Calcare grosiere cu entroce și resturi de cochilii. Calcare marnoase cu entroce și resturi de cochilii, spiculi. Alternanță de marne negre și de calcare marnoase cenușii cu alge, spiculi și Serpule. Marne și oolite feruginoase Discordanță	80

Tabelul 18 (continuare)

Etajul	Formațiunea	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea m
Bajocian inferior	Calcare roșii și cenușii, biolastice, fin spatice.	Calcare nodulare, lumachelice, oolitice. Calcare roșii, compacte, microcristaline cu entroce. Discordanță	15
Aalenian superior calcaros		Calcare cenușii-albăstrii, microcristaline, uneori lumachelice, intercalații marnoase subțiri, mici entroce.	10
Aalenian marnos superior	Marne micacee	Marne micacee.	5

Calcarele oolitice ale Batonianului formează obiectul principal de exploatare pe structurile Coulommès, Chailly-Chastrettes, St. Martin de Bossenay, Villemer.

mare parte, din roci carbonatate, așa după cum reiese din profilul stratigrafic sumar al bazinului, prezentat în tabelul 19.

În limitele acestui bazin, se pot distinge câteva regiuni tectonice. Regiunea cea mai nordică este situată între masivele paleozoice și râul Garonne. Limita ei de sud este trasată oarecum convențional și se presupune că îi corespunde în fundament o ridicare de tipul unui prag structural. Această regiune se caracterizează prin dezvoltarea mare, la suprafață, a depozitelor jurasice, cretacice și paleogene, care formează o serie de cute anticlinale largi, cu flancul sudic foarte puțin înclinat și cu flancul nordic mult înclinat.

În regiunea centrală, de la sud de râul Garonne, depozitele neogene ocupă o mare suprafață. Un prag structural, situat în mijlocul ei care se întinde la vest de Montagne Noire, împarte această regiune în două depresiuni. Pe acest prag structural, de care sînt legate o serie de cute anticlinale, s-a constatat o reducere a grosimii și chiar lipsa unor subdiviziuni ale Mezozoicului și în special ale Cretacicului inferior.

La nord de pragul structural se află Depresiunea Arcachon, iar la sud Depresiunea Adour. În aceste depresiuni, care se caracterizează prin grosimea mare a depozitelor mezozoice, sînt o serie de cute anticlinale slab înclinate și dispuse, în general, paralel cu marginea de nord sau de sud. În Depresiunea Adour, unele cute sînt complicate, în adîncime, de diapirismul sării.

Atît structurile din Depresiunea Arcachon (Parentis, Mathes, Lugos, Cazaux) cît și din Depresiunea Adour (Lacq) sînt legate de cute anticlinale în care sînt petrolifere și gazeifere mai ales dolomitele Neocomianului și ale Jurasicului, superior (petrol: Parentis, Mothes, Lugos; gaze: Lacq). În afară de această serie, au fost obținute gaze din calcarele Jurasicului mediu (Parentis), iar petrol din calcarele Cretacicului superior (Lacq).

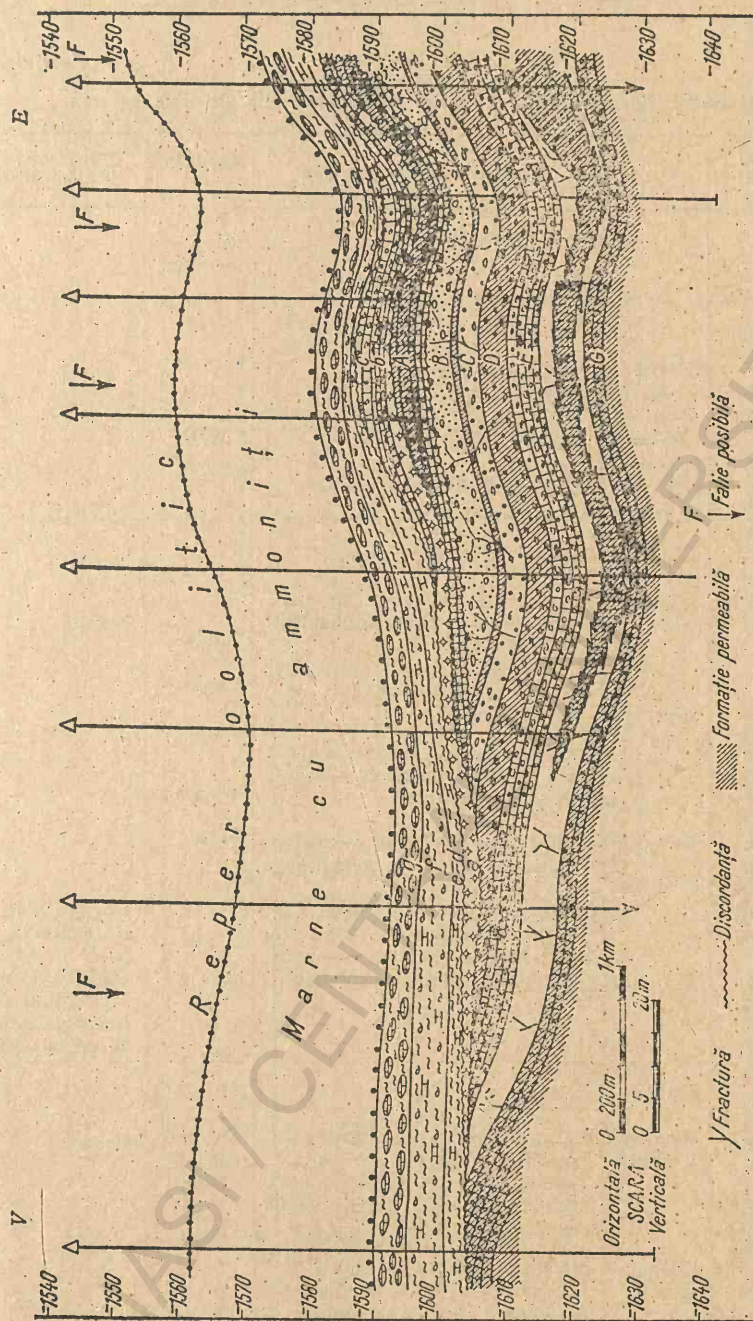


Fig. 50. Secțiunea schematică prin structura Chailly-en-Bière:

Callovian: *a* — orizontul cu polipier; *b* — calcar marnos; *c* — calcar bioclastic și oolitic; *d* — marnă și marno-calcare cu fragmente de fosile; *e* — marno-calcare cu brachiopode; *f* — calcar nodular; Bathonian: *A* — calcar bioclastic; *B* — calcar compact; *C* — calcar grosier și bioclastic; *D* — calcar grosier și bioclastic; *E* — calcar oolitic, bioclastic și grosier; *F* — calcar sublitografic sau fin oolitic, bioclastic și grosier; *F* — calcar sublitografic sau fin oolitic; *G* — oolit alb.

Tabelul 19

Profilul stratigrafic sumar al depozitelor sedimentare din Bazinul Aquitan

Sistemul	Seria	Etajul	Scurtă caracterizare litologică,	Grosimea m	Manifestări de hidrocarburi
Cuaternar			Nisipuri, argile	Cițiva zeci de metri	
Neogen	Pliocen		Nisipuri de culoare roșie.		
	Miocen	Helvetian	Gresii și marne.		
		Burdigalian	Gresii, în partea de sud a bazinului conglomerate.	600	
Paleogen		Aquitania	Gresii calcaroase, calcare.		
	Oligocen	Chattian	Calcare lacustre și marne.		
		Stam-pian	Marne, calcare, gresii. În partea de est a bazinului molase de apă dulce.		
		Sannoisian	Marne, gresii calcaroase, calcare lacustre.	300	
	Eocen-superior		Argile, marne, calcare; în partea de est a bazinului — molase de apă dulce.	Până la	
	Eocen mediu	Lutețian	Calcar, marne, argilite, argile, gresii, în bază conglomerate.	1000	
Cretacic	Eocen inferior		Calcare, marne și gresii, în sudul bazinului în facies de fliș; în estul bazinului — conglomerate și marne pestrițe.		Din gresiile Eocenului inferior în apropiere de Pau, s-a obținut o producție mică de petrol ușor.
	Superior	Danian	Calcare.	100—300	
		Senonian	Calcare cu intercalații de marne; în partea de sud a bazinului argile, gresii, conglomerate, marne verzi, breccii argiloase.	În sud până la 3 000	Gaze
		Turonian			
		Cenomanian	Marne, în partea de sud a bazinului în facies de fliș. Alternanță de marne cenușii și de calcare marnoase.		

Tabelul 19 (continuare)

Sistemul	Seria	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m	Manifestări de hidrocarburi
		Albian	Marne, calcare argiloase, calcare recifale. Alternanță de marne brune cu gresii.	100—2 500	Petrol
		Aptian	Calcare detritice		
	Inferior	Neocomian	Calcare de culoare închisă, cu intercalații de marne, dolomite și anhidrite. Dolomite și calcare dolomitice. Dolomite și calcare oolitice.	150—300 Cîteva metri	Petrol Gaze
Jurasic	Superior		Calcare, dolomite, intercalații de marne; în partea de nord a bazinului — argile și calcare argiloase.	300 pînă la 1 800	Petrol și gaze cunoscute numai în partea centrală și de nord a bazinului.
	Mediu	Batonian	Calcare, dolomite.	150—300	Gaze și petrol în partea de sud a bazinului.
		Bajocian	Calcare, marne, dolomite.		
	Inferior		Calcare, dolomite, anhidrite; pe marginea de nord a bazinului gresii, tufuri argile bituminoase; în bază — brezii.	600	Indicații de petrol și gaze lângă St.Marcet.
Triasic	Superior		Dolomite, argile, anhidrite, sare, marne pestrițe.	800	Manifestări de petrol.
	Mediu		Calcare.		
	Inferior		Argile pestrițe, dolomite, marne, anhidrite, sare.	600	În partea de sud a bazinului sarea formează o serie de cute diapire.
Permian			Gresii pestrițe de origine continentală.	100—500	
Carbonifer	Superior	Stephanian	Marne și cărbuni.		
Paleozoic			Sisturi cristaline și metamorfice		

[illegible]

Structurile din bazinul Aquitan

Parantis	1954																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
----------	------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Structurile din bazinul Rinului

[illegible]

Structura Parentis (fig. 51) este legată de un anticlinal asimetric, dovedit productiv în Neocomian, format din dolomite, calcare oolitice și calcare dolomitice, care sînt colectori buni. Structura Lacq (fig. 52) se prezintă ca o mare

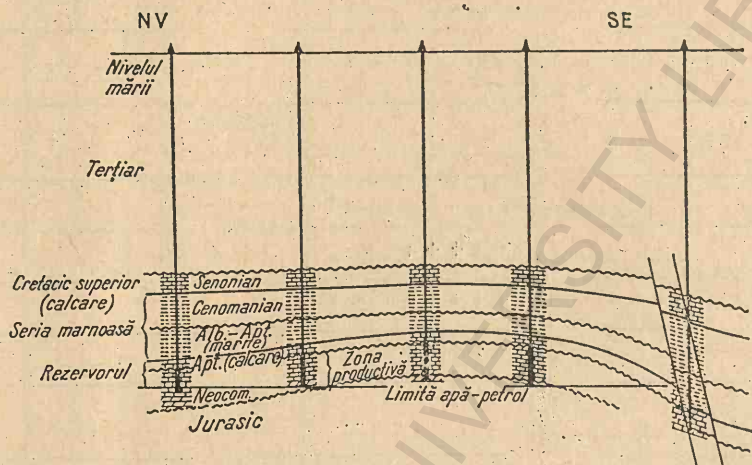


Fig. 51. Secțiune transversală prin anticlinalul Parentis.

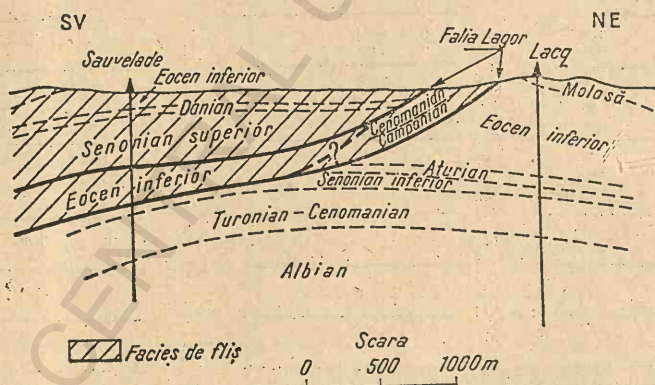


Fig. 52. Secțiune transversală prin structura Sauvelade-Lacq.

cută anticlinală. Pe această structură sînt petrolifere calcarele și dolomitele senoniene, de care sînt legate zăcămintele cunoscute sub numele de Lacq superior, și gazeifere — calcarele dolomitice, mai mult sau mai puțin fisurate, ale Jurasicului superior și Neocomianului, de care sînt legate zăcămintele de gaze de la Lacq profund. Gazele exploatate la Lacq profund au un conținut mare de sulf (17%) și de CO_2 (8,6%).

Aproape toate zăcămintele sînt de tip masiv în proeminente structurale. Regiunea sudică sau Pireneană se prezintă ca o fișie ce se întinde de-a lungul Pirineilor și se caracterizează prin dezvoltarea Cretacicului superior și Paleogenului în facies de flîș. În această regiune sînt o serie de cute anticlinale asimetrice, faliat, cu flancul nordic foarte înclinat și cu flancul sudic foarte puțin înclinat. Aceste cute, în axele cărora a fost întîlnit Cretacicul, sînt complicate în adîncime de diapirismul sării. În această regiune se află structurile gazeifere Charles și Saint Marcet (fig. 53).

De pe cuta anticlinală St. Marcet se exploatează gaze umede, cu un conținut de gazolină de $96,3 \text{ g/m}^3$, cantonate în cea mai mare parte în brechia cenomaniană, a cărei parte inferioară, calcaro-dolomitică, groasă de 20–40 m, este formată de o brechie poligenă cu cîteva intercalații de gresii, iar partea superioară, numită „brechia de marno-calcare” (120–150 m grosime) este un calcar nodular, brecfiat. Acestea acoperă discordant un masiv de sare de vîrstă triasică, pe ale cărui flancuri, în dolomitele vacuolare, uneori breciate, ale Jurasicului mediu (groase de circa 200 m), sînt acumulări de gaze.

În fig. 54 sînt prezentate structurile de petrol și gaze din Franța.

9. Bazinele Peninsulei Iberice

În Peninsula Iberică se conturează cinci bazine întramontane (fig. 32-76). În partea de vest a Portugaliei, se întinde pe direcția NV-SE bazinul cu același nume. În nord-estul Spaniei se află bazinul fluviului Ebro (Bazinul Aragon) la sud de care se situează bazinul fluviului Duero, iar la est de acesta este Bazinul Cuenca (Bazinul Noua Castilie). În partea de sud a acestora, pe direcția E-V, se întinde bazinul fluviului Guadalquivir (Bazinul Andalusia).

În Portugalia, în limitele Bazinului Portughez se cunosc iviri de petrol și asfalt în formațiunile mezozoice ce se întind de-a lungul coastei, de la Coimbra spre sud. Astfel, la sud de Monte Real, în Rhetian sînt intercalații de gresii cu asfalt, groase de 0,40–2,40 m, iar la nord de Nuestra Senora de la Victoria s-a exploatat asfalt din Cretacicul inferior. Iviri de petrol se cunosc și în regiunea Torres Vedras, în calcarele Jurasicului superior și la nord de Cintra, în Cretacicul superior, la contactul cu filoanele de bazalt.

În acest bazin, în afară de prospecțiuni geologice, s-au făcut și prospecțiuni geofizice. După indicațiile prospecțiunilor geologice și geofizice, s-au forat sonde de explorare la nord și nord-nord-est de Lisabona, într-un sector al Bazinului Portughez cunoscut sub numele de Bazinul Monte Real. Sondele săpate la Verride și Vermoil au fost abandonate la adîncimea de 690 m, respectiv de 2 280 m.

Tot în acest sector al Bazinului Portughez, în urma prospecțiunilor gravimetrice în zona cutelor diapire, s-au forat sonde pe flancul vestic al unei cute diapire. Una dintre sonde a intrat în sare la adîncimea de 1 360 m și a fost abandonată în sare la adîncimea de 1 388 m. Această sondă a întîlnit indicații de petrol în Cretacicul inferior, între adîncimile 519,5 și 612 m. O altă sondă forată în această zonă a fost abandonată la adîncimea de 1 500 m, în calcarele marnoase ale Jurasicului, fără să întîlnească indicații de petrol.

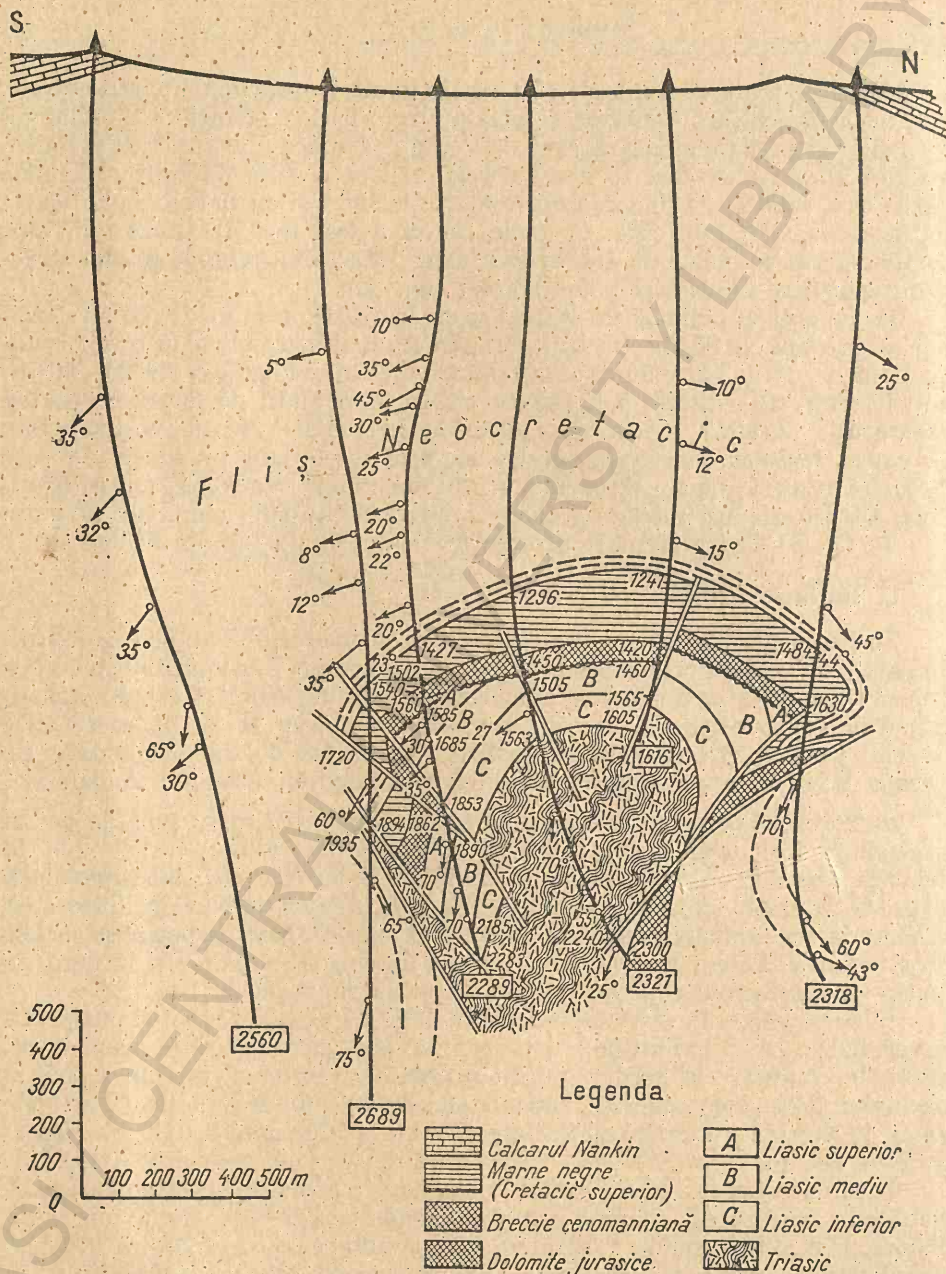


Fig. 53. Secțiune transversală prin anticlinalul St. Marcet.

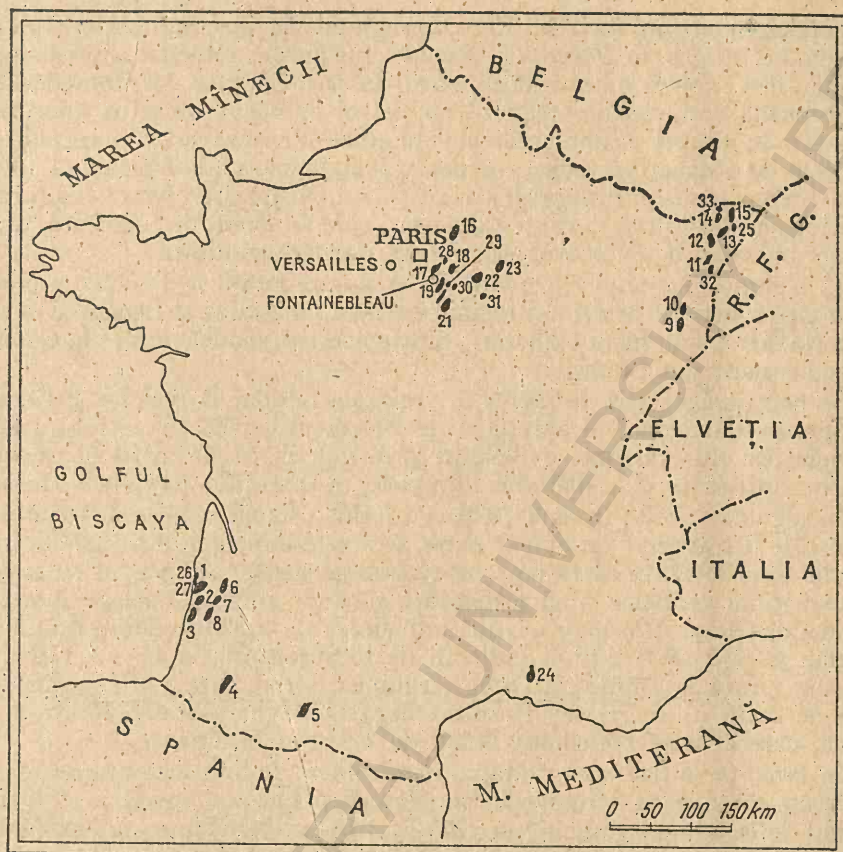


Fig. 54. Schița răspândirii structurilor petrolifere-gazeifere de pe teritoriul Franței:

- 1 — Cazaux; 2 — Parentis; 3 — Mimizan Nord; 4 — Lacq; 5 — St. Marcet — Proupiary; 6 — Lugos;
 7 — Mothes; 8 — Lucats; 9 — Reiningue; 10 — Staffelfelden; 11 — Eschau; 12 — Schirrhein; 13 — Donau;
 14 — Pechelbronn; 15 — Schelbenhard; 16 — Coulommies; 17 — Chailly-en-Bière; 18 — Valence; 19 — Villemer;
 20 — Châteaurenard; 21 — St. Firmin-des-Bois; 22 — Gisy les Nobles; 23 — St. Martin-de-Bossenay;
 24 — Gallician; 25 — Oberlauterbach; 26 — La Vergne; 27 — La Teste; 28 — Chartrettes; 29 — Thorailles;
 30 — Chauclles; 31 — Joigny; 32 — Meistratzheim; 33 — Kaltenhouse.

S-au mai forat sonde și la Lourinhã, Abadia, Runa și Pragança, tot la nord de Lisabona, în sectorul cunoscut sub numele de Bombarral. Ele au fost abandonate, în general, la adâncimi mici, fără să întâlnească indicații de hidrocarburi. Fără rezultate au fost și sondele foarte la est și sud de Lisabona, la Samora, Montijo și Barreiro, în Bazinul Tejo; sonda forată la Barreiro a atins adâncimea finală de 2 290 m. Explorările continuă în Bazinul Portughez.

În Spania, de asemenea se cunosc iviri de petrol și asphalt în depozitele sedimentare începând din Traiasic și pînă în Eocen, în special în partea de

nord a țării, în bazinul fluviului Ebro, în regiunile Burgos, Santander și Alava. În regiunea Burgos, la Puerto del Escudo, nisipurile cretacice impregnate cu petrol au fost explorate prin galerii, dar n-au dat rezultate. La Robredo-Albo, tot nisipurile cretacice impregnate cu petrol au făcut obiectul unor slabe exploatări în timpul primului război mondial. Pe baza acestui rezultat, în anul 1928, pe o structură vecină s-a forat o sondă pînă la adîncimea de 1 100 m, care a traversat nisipuri impregnate cu petrol. Nisipuri cretacice impregnate cu petrol s-au întîlnit și în valea Zamenzas, care au făcut, de asemenea, obiectul unor încercări de explorare prin galerii, dar fără rezultate.

În regiunea Santander, o sondă de explorare forată la Polanco a produs numai cîțiva litri de petrol. În regiunea Alava, la Atauri și Leorză și în provincia Navarra, s-au făcut explorări; dintre acestea, sondele forate la Gastiani au produs gaze din Cretacic.

Se mai cunosc iviri de petrol în regiunile Lérida, Barcelona și Gerona. În regiunea Barcelona, în apropiere de Brocá, nisipurile cu petrol au făcut de asemenea obiectul unei exploatări prin galerii, ca de altfel și calcarele triasice impregnate cu asphalt din apropiere de Escarillo (regiunea Huesca).

În regiunea Soria, în anul 1929, s-a forat o sondă pînă la adîncimea de 400 m care a traversat un număr mare de strate impregnate cu asphalt. Începînd din anul 1947, în afară de prospecțiuni geologice, au început să se facă și prospecțiuni geofizice și au fost forate și sonde adînci. O sondă, forată pe anticlinalul Oliana (Lérida), a atins adîncimea de 2 323 m fără să iasă din Lutetian și fără să fi întîlnit indicații de hidrocarburi; la fel s-a întîmplat cu sonda forată la Burgo da Osma (regiunea Soria), care a atins adîncimea finală de 2 210 m în Triasic. Rezultat negativ a avut și sonda forată la La Marina, care a atins adîncimea finală de 1 610 m în Triasc.

În 1952, pe anticlinalul Boltaña, în apropiere de frontiera Franței, situat pe aceeași direcție cu structurile St. Marcet și Lacq, o sondă a traversat Eocenul de la adîncimea de 60 m pînă la 2 134 m (adîncimea finală) fără să întîlnească indicații de hidrocarburi.

Prospecțiunile seismice făcute în anul 1952, în regiunea văii Ebrolui, au avut ca obiectiv studiul anticlinalului Falces. Lucrările de prospecțiuni seismice au fost extinse și la nord de Falces; pe anticlinalul Tafalla, precum și în zona Puente de la Reina. În anul 1954, în regiunea Navarra, pe anticlinalul Gastiani, la Zuniga, o sondă forată pînă la adîncimea de 3 500 m a întîlnit gaze în Albian, în ultimii 500 m.

În ceea ce privește bazinul fluviului Duero, activitatea de explorare, în comparație cu celelalte bazine, a fost mult mai mică. Sondele de explorare din acest bazin, care au atins adîncimi finale de 1 140 m și 2 170 m, nu au avut rezultate pozitive.

În Bazinul Guadalquivir s-au făcut prospecțiuni geologice ale căror interpretări au concordat cu interpretările prospecțiunilor gravimetrice. În regiunea Cadiz, se cunosc numeroase iviri de petrol și gaze, precum și vulcani noroioși și izvoare sulfuroase. Într-o sondă forată la Ecija (regiunea Sevilla) au fost întîlnite gaze, iar în sonda 1 Puerto de Ojín (vest de Gibraltar) și

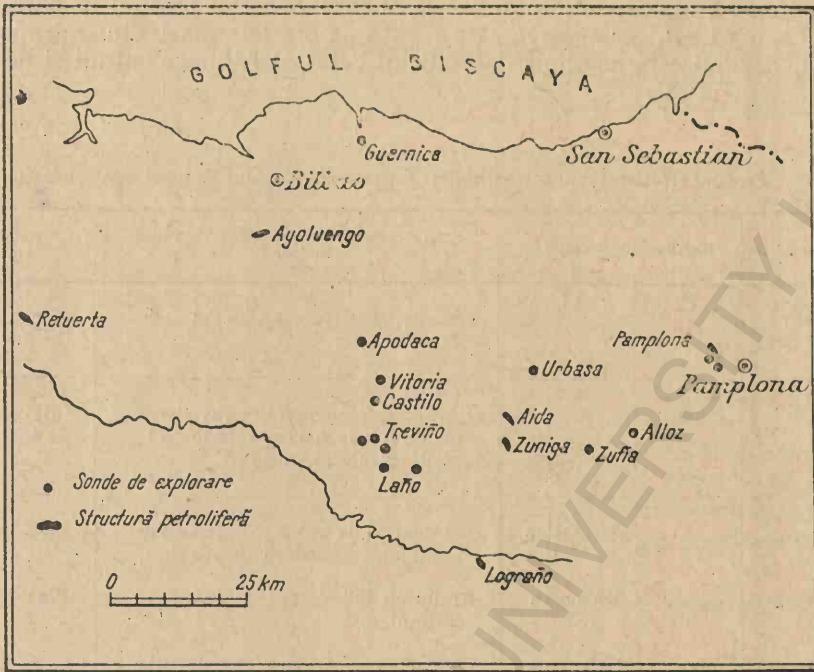


Fig. 55. Schița cu amplasamentele sondelor de explorare de pe teritoriul Spaniei.

în sonda 1 Cerro Gordo (nord Gibraltar), au fost întâlnite indicații de petrol și gaze în Cretacicul superior; în urma acestui rezultat, au continuat forajele la Cerro Gordo, fără să fi întâlnit vreun zăcămint de petrol sau de gaze.

Recent, în provincia Burgos, în zona Sargentos de la Lora-Valdeajos, la sud de Santander și la nord-vest de Burgos, sonda 1 Ayoluengo a descoperit primul zăcămint în Cretacicul inferior, în intervalul 1369—1375 m. Sonda a intrat în producție cu un debit de $95 \text{ m}^3/\text{zi}$, dar după 2 luni, debitul a scăzut la $25 \text{ m}^3/\text{zi}$, trecând la extracția prin pompă.

În afară de producția dată de sonda 1 Ayoluengo, mai produc gaze ($11\,000 \text{ m}^3/\text{zi}$) trei sonde de pe structura Castillotot, tot din nordul țării.

10. Bazinul Europei Centrale

Acest bazin (fig. 32-8), situat în Depresiunea premontană a Alpilor, cunoscut și sub numele de „Bazinul Molasic”, se întinde pe direcția VSV-ENE, pe o lungime de circa 600 km, pe o parte din teritoriul Franței, pe teritoriul Elveției, în partea de sud a Republicii Federale a Germaniei și în partea de vest a Austriei. La nord vest, bazinul este delimitat de sistemul cutat al Jurei,

care spre sud vest se unește cu Alpii, închizând astfel bazinul în partea de vest. La nord est, delimitarea este făcută de crestele masivului Boemic, iar în sud, bazinul este mărginit de edificiul cutat al Alpilor centrali și de est.

Tabelul 21

Profilul stratigrafic al formațiunilor terțiare din Bazinul Europei Centrale

Sistemul	Seria	Etajul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Cuaternar			Morene, pietrișuri, argile.	Cîteva zeci de metri
Neogen	Pliocen		La partea superioară : gravelite, pietrișuri; la partea inferioară : argile nisipoase, nisipuri.	Cîteva zeci de metri
	Miocen	Sarmațian	Alternanțe de gresii, argile marne, argile cu intercalații de cărbuni.	Pînă la 400
		Tortonian	Argile cu intercalații de gresii și cărbuni.	Pînă la 100
		Helvețian	La partea superioară : gresii, marne cu intercalații de argile nisipoase. La partea inferioară : pietrișuri și gresii.	
		Burdigalian	Alternanță de nisipuri, gresii, argile.	Pînă la 1 000
		Aquitanian	Gresii, marne nisipoase și argile. La bază — gravelite, în partea de est a bazinului.	Pînă la 1 000
Paleogen	Oligocen	Chattian	Alternanțe de nisipuri, gresii, argile.	Pînă la 400
		Ruppelian	Argile, gresii, calcare argiloase.	Pînă la 200—300
		Latorfian (formațiunea Ampfing)	Calcare cu Lithothamnium cu intercalații de gresii și argile.	Cîteva zeci de metri
	Eocen superior	Priabonian	Calcare cu Lithothamnium, calcare argiloase, gresii, marne.	20—90

Cuvertura bazinului, formată din depozite ale Peleozoicului superior, Mezozoicului, Terțiarului și Cuaternarului, acoperă un fundament alcătuit din granite și gnaise. Pînă în prezent, acumulările de hidrocarburi descoperite în Bazinul Europei Centrale sînt legate de depozitele intervalului stratigrafic Eocen-Miocen. În tabelul 21 este dat profilul stratigrafic sumar al depozitelor terțiare din acest bazin.

Bazinul Europei Centrale este asimetric, are o tectonică foarte complicată și se disting bine marginile lui de sud și de nord. Marginea de sud, cutată, numită și zona cutată sud-alpină de molasă, lată de 20 km, se întinde de-a lungul Alpilor și este formată dintr-o serie de solzi deversati spre nord și formați din molasse ale Terțiarului inferior. Marginea de sud, platformică, a bazinului, are bordura sudică scufundată. Această bordură, cunoscută sub numele de „Trogul molassic interior”, se întinde în cea mai mare parte în Bavaria și numai o mică parte se află în vestul Austriei.

În partea de nord est, „Trogul molassic interior” se separă de restul marginii de platformă printr-o ridicare, numită în R.F.G. Zona Landshut-Neuöttinger, iar în Austria, de zona Burghausen-Geretsberg și de zona de ridicări aflată în prelungirea ei Puchkirchen-Wegscheid și în continuare de zona Bad-Hall. Dacă în nord est limita dintre Trogul molassic interior și restul marginii de platformă este bine pusă în evidență, în nord vest limita este mai puțin cunoscută.

În zona centrală a marginii de platformă a bazinului, se deosebesc trei sectoare:

1) sectorul nord estic sau sectorul Bavarez-Austriac, care se alătură Masivului Boemiei;

2) sectorul nord vestic sau sectorul Vest-Bavarez, alăturat masivului Jura-Suabo-Franconian;

3) sectorul de vest sau sectorul Elvețian, care printr-o zonă de grabene se separă de bordura de vest a marginii de platformă.

Atît sectorul Bavarez-Austriac, cît și sectorul Vest Bavarez se caracterizează printr-o tectonică în blocuri și prin cute anticlinale largi, compartimentate, orientate pe direcția SV-NE. În sectorul vest Bavarez are loc și o îngroșare a rocilor carbonatate ale Triasicului și Jurasicului superior.

În bazin se cunosc trei regiuni gazo-petrolifere, două pe marginea de nord, platformică, a bazinului (regiunea interioară și regiunea bavareză de vest) și una pe marginea de sud cutată (regiunea Alpină). Principalele structuri (fig. 56) se află pe marginea de nord platformică din Bavaria, în Austria fiind numai structura Puchkirchen. În tabelul 22 sînt arătate structurile gazo-petrolifere din regiunile citate, obiectele de exploatare și tipul zăcămintelor.

În sectorul elvețian pînă în prezent nu au fost descoperite zăcămintele de hidrocarburi lichide sau gazoase, fiind cunoscut deocamdată doar zăcă-

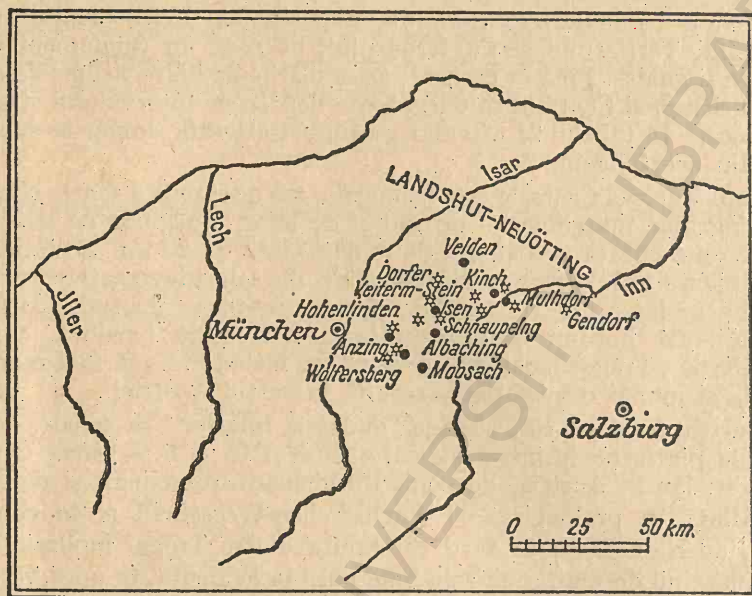


Fig. 56. Structurile petrolifere și gazeifere din bazinul Europei Centrale.

mîntul de asfalt de la Val de Travers. În acest sector se cunosc apariții de șisturi bituminoase și nisipuri petrolifere.

Se cunosc șisturi și calcare bituminoase în Triasicul mediu la Monte San Giorgio, lângă Mendrisio; analizele au arătat că aceste șisturi au un conținut de 25% bitumen. În depozitele Liasicului superior se întîlnesc șisturi bituminoase la est de Pruntrut, în Munții Jura. Iviri de asfalt, de o importanță redusă în ceea ce privește exploatarea lor, se cunosc la Landeron, Saint-Aubin, Bevaix.

Nisipuri petrolifere de mai mare importanță, groase pînă la 16 m, se cunosc în Chattian, la La Plaine și Dardagny lângă Geneva și lângă Orbe, în cantonul Vaud și în apropiere de Fulenbach, în cantonul Berna.

Din punct de vedere al exploatării, cel mai important zăcămint de asfalt este acela din calcarele urgoniene de la Val de Travers. Acest zăcămint, situat la 10 km nord vest de Lacul Neuchâtel, se află într-un larg sinclinal, cuprins între două anticlinale. Exploatarea la zi a început aici din anul 1712 la Bois-de-Croix; din 1840 au început exploatările, întîi la suprafață și apoi prin galerii, la La Presta, unde impregnațiile de asfalt în calcarele urgoniene au o grosime mare. Se consideră că bitumenul, al cărui conținut este de 5–16%, ar fi provenit din nisipurile petrolifere din Chattian, deasupra cărora sînt calcarele impregnate.

Tabelul 22

Structuri gazo-petrolifere din Bazinul Europei Centrale (C. Beca)

Marginea de nord, platformică, a bazinului	Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare								Tipul zăcă- mintelor
			Eocen superior		Oligocen						
			Priabonian	Latorfian (form. Amfing)	Ruppelian		Chattian				
					Nisipuri	Calcare	Gresii	Nisipuri	Gresii		
										Gresii	
Regiunea gazo- petroliferă interioară	Puchkitschen		p								Zăcă- minte strati- forme ecranate tectonic
	Hendorf										
	Regiunea est-München	1958									
	Moosach	1958									
	Albaching	1958									
	Hohenlinden	1958									
	Schnaupp	1958									
Regiunea petroli- feră bavareză de vest	Oedgassen	1954									
	Isen										
	Weierm- Steinkirchen	1958									
	Dorfen										
Regiunea petroli- feră bavareză de vest	Heimertingen	1954									p p p
	Moenchsrot	1958									
	Lauben	1959									

Tabelul 22 (continuare)

Marginea de sud-est a bazinului	Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		Tipul zăcămintelor
			Oligocen Ruppelian	Terțiar	
Regiunea petroliferă Alpină	Tegernsee Murnau	1833	p	p	Zăcămintele stratiforme ecranate tectonice
		1958			

g = gaze p = petrol

g = gaze p = petrol

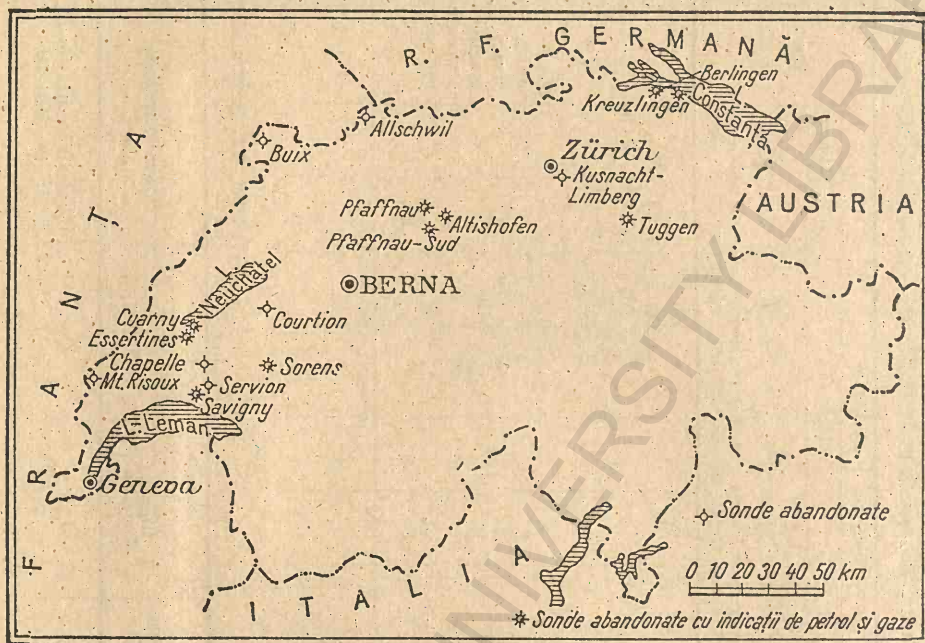


Fig. 57. Schița cu amplasamentele sondelor de explorare de pe teritoriul Elveției.

În Elveția se mai cunosc emanații de gaze la Courney. S-au găsit gaze și în lacul de la Lorvez, precum și în partea inferioară a molasei, în tunelul de la Richen, între Rappersoy și St. Gallen. Pentru a se verifica posibilitatea existenței acumulărilor de petrol sau de gaze, s-au forat câteva sonde. Lângă Chavournay, sondele au întâlnit nisipuri petrolifere în Chattian, dar fără rezultate de producție. Slabe rezultate a fost obținute din forajul de la Courney, care a mers până la baza Jurasicului. Forajul de la Altshofen, lângă Lucerna, suspendat în Triasic la adâncimea de 2 163 m, a întâlnit indicații de petrol în Muschelkalk, iar la nord de el, la Pfaffman Sud, s-au găsit gaze. În anul 1954 s-au făcut prospecțiuni geologice, iar în anul 1955 prospecțiuni seismice, care au continuat în anii următori. În 1956 s-a executat un volum mare de lucrări geologice de teren în nord estul și nord vestul Elveției, iar în 1957 s-au completat lucrările de fotogeologie și s-a continuat întocmirea hărților geologice a formațiunilor din molassa din regiunea centrală și sub-alpină. În 1958, în urma prospecțiunilor seismice, în regiunea lacului Zúrich s-a pus în evidență structura Lindau, la 11 km nord est de Zúrich. În același an, pe baza prospecțiunilor seismice, s-a forat o sondă în Cantonul Vaud, la La Chapelle sur Moudon, la 14 km sud est de Yverdon; sonda a atins 1 350 m în Hauterivianul superior, întâlnind indicații de petrol. Fără rezultate au fost sondele 1 Kúsnacht de

la sud est de Zürich, abandonată la 2 697 m în Jurasic și 1 Courtion, de pe cuta anticlinală Misery-Corsery, la vest de Berna care a fost abandonată la adâncimea de 3 083 m în Triasic. În ultimii ani, indicații de petrol și gaze au mai fost întâlnite în câteva sonde de explorare

În Elveția, problema existenței acumulărilor industriale de hidrocarburi, lichide sau gazoase, ar putea fi lămurită numai prin foraje de mare adâncime în depozitele terțiare, în regiunea Platoului Elvețian, dintre Munții Jura și Alpi, unde sînt cîte anticlinale de care ar fi posibil să fie legate acumulări de petrol și de gaze.

11. Bazinul Vinez-Morav

Acest bazin (fig. 32-9) este legat de un graben cu direcție nord est — sud vest, a cărui parte centrală, adînc scufundată ca și partea de sud, se situează în limitele Austriei, ocupînd partea de est a acestei țări, iar prelungirea lui nordică se află în partea de vest a Cehoslovaciei. El este încadrat la sud-est de lanțurile muntoase Leitha și Rosalien, la vest de Alpii calcaroși și de zona flișului, la nord vest de masivul Boemiei, la nord-est de Carpații Apuseni și la est de Carpații Mici. În partea de nord a bazinului, peste cristalinul care formează fundamentul urmează depozitele puternic compartimentate ale Mezozoicului și flișului Cretacic superior și Paleogen, acoperite de cele ale Neogenului, care prezintă mari variații de facies și de grosimi; cele mai mari grosimi sînt în partea centrală scufundată a bazinului, iar pe margini grosimile scad.

Pe teritoriul Austriei, din punct de vedere stratigrafic și tectonic se cunoaște foarte bine Tortonianul superior, Sarmațianul și Panonianul. Burdigalianul este cunoscut în aproape întreg bazinul; în timpul lui a început sedimentarea așa numitului „Schlierbasisschutt“ (conglomerat bazal al seriei de schlier). Avînd în vedere că atît în Schlierbasisschutt cît și în stratele de schlier de deasupra este greu să se fixeze limita între Burdigalian și Helvețian, s-a dat numele de „Seria Luschtzer“ pentru intervalul stratigrafic Burdigalian superior-Helvețian inferior. La vest de blocul ridicat Mistelbach, peste aceste formațiuni urmează discordant nisipurile cu Oncophora.

Peste seria de Luschtz, în est, și peste nisipurile cu Oncophora (Helvețian inferior), urmează Helvețianul superior (Seria Laer), care atinge în unele zone peste 1 000 m grosime, și se caracterizează printr-o alternanță de marne argiloase, nisipuri, gresii și argile, în care s-au individualizat mai multe complexe petrolifere, bine puse în evidență pe structura Matzen (numerotate din bază către partea superioară, la limita cu Tortonianul de la 16—2).

Tortonianul (Seria de Badener), gros de circa 1 050 m, este format, în general, din nisipuri grosiere, conglomerate, nisipuri, marne, argile și calcare recifale. În zona Matzen-Aderklaa, Tortonianul începe cu conglomeratul de Aderklaa, și între acest orizont și complexul petrolifer 16 (complexul Matzen), se interpune „zona superioară cu Lagenide“. În blocul ridicat



Fig. 60. Secțiune prin partea centrală a Bazinului Vinez.

gresii calcaroase. În acest etaj s-au individualizat 10 complexe, cele mai multe fiind cu gaze și bine puse în evidență pe structura Matzen. Complexul 10 este în bază, iar complexul 1 la limita cu Panonianul.

Panonianul, care ocupă cea mai mare parte a bazinului, are o grosime de circa 600 m și este împărțit, după unii geologi, în Panonian inferior, mediu și superior, ultimul separat în „seria albastră” în bază și „seria pestriță”, la partea superioară. La partea superioară a seriei albastre se află un strat reper, cu ajutorul căruia au fost conturate o serie de structuri.

În partea centrală a bazinului (fig.60), peste fundamentul cristalin, urmează depozitele Mezozoicului autohton, pe care repauzează cele ale flișului, bine dezvoltate în vest și mai puțin în această parte a bazinului. În partea de vest a bazinului, peste depozitele flișului și în partea centrală și în special în estul bazinului, peste depozitele Mezozoicului autohton stau pînzele Frankenfels, Lunz și Öetsch, care au putut fi identificate pe unele profile. Unele sonde de pe structura Matzen au întîlnit sub Helvețianul inferior pînza Frankenfels, iar pînza Lunz a fost întîlnită sub Helvețianul inferior de unele sonde de pe structurile Aderklaa și Schönkirchen. În depozitele pînzelor Frankenfels și Lunz s-au întîlnit calcare și dolomite bituminoase, ceea ce indică existența unor condiții favorabile pentru formarea hidrocarburilor. Pînza Öetsch a fost întîlnită de sondele de pe structura Zwerndorf și de pe alte structuri. Paleozoicul (zona cu grau wache) a fost întîlnit de sondele de pe structura Enzersdorf, din partea de vest a bazinului. În partea centrală a bazinului, peste depozitele pînzelor menționate, se întîlnește Helvețianul și în continuare Tortonianul, Sarmațianul și Panonianul.

În afară de faliile care delimitează grabenul de care este legat bazinul Vinez-Morav și care au amplitudini ce variază între 150 și 2500 m și lungimi de zeci sau chiar de sute de kilometri, mai există o serie de falii care împart bazinul în zone cu caractere diferite atît din punct de vedere tectonic cît și din punct de vedere al condițiilor de acumulare a hidrocarburilor. În aceste zone sînt o serie de structuri petrolifere și gazeifere. Dintre principalele falii longitudinale se menționează: Schrattenberg, Steinberg, Leopoldsdorfer, Aderklaa.

În bazin, au fost puse în evidență (prin prospecțiuni geofizice) falii transversale, dintre care se menționează falia Dunării, care după unii geologi delimitează edificiul muntos al Alpilor de cel al Carpaților și separă partea de nord a bazinului, care este mai scufundată și are o cuvertură sedimentară mai groasă, de partea de sud a bazinului unde cuvertura sedimentară este mai subțire.

Cele mai multe zăcămintे descoperite pînă în prezent sînt cantonate în Tortonian pe structura Matzen-Bockfliess. În complexul 16 al acestui etaj, s-a descoperit un mare zăcămint de petrol, iar pe structura Zwerndorf un mare zăcămint de gaze, care dă aproape jumătate din producția de gaze a bazinului. Grosimea generală a celor 16 complexe gazo-petrolifere puse în evidență în Tortonian este de circa 130 m și numărul acestor complexe scade de la nord

la sud. Un număr mare de complexe productive au fost puse în evidență în Sarmațian (circa 20) care însumează o grosime generală de circa 150 m.

Zăcămintele de petrol și gaze din Bazinul Vinez-Morav de pe teritoriul Austriei sînt legate de depozite ce aparțin Mezozoicului, Paleogenului, Miocenului și Pliocenului.

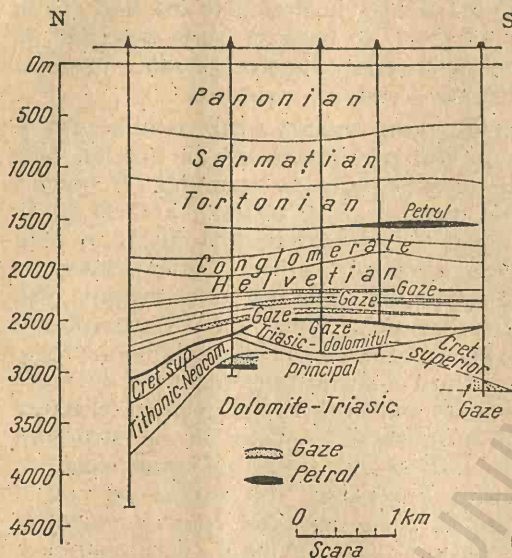


Fig. 61. Secțiune prin structura Aderklaa.

în depozitele Mezozoicului. Astfel, pe structura Aderklaa (fig. 61) au fost descoperite patru zăcăminte de gaze în Triasic, Juristic și Cretacic, la adîncimi cuprinse între 2 700 și 3 300 m. Cel mai important zăcămint este cantonat în dolomitul principal al Triasicului; s-a estimat o rezervă de 6 000 milioane m³ de gaze. În Juristic au fost descoperite două zăcămint de gaze, din care unul, a cărui rezervă a fost estimată la 80 milioane m³ gaze, stă pe un mic zăcămint de petrol; pentru cel de-al doilea n-au fost încă estimate rezervele. Cel de-al patrulea zăcămint, ale cărui rezerve sînt de circa 800 milioane m³ gaze, este situat în Cretacic. Gaze au fost descoperite și pe structura Baumgarten, prin sonde adînci de 2 500—2 700 m, în dolomitele brecifiate și în calcarele triasice. Rezervele acestui zăcămint au fost estimate la 3 000 milioane m³, obiectul de exploatare avînd o grosime, de 180 m. Un zăcămint de petrol legat de dolomitul principal triasic a fost descoperit pe structura Schönkirchen, între 2 800 și 2 880 m adîncime.

Dintre principalele structuri din Austria, situate în limitele bazinului analizat, se menționează structurile Matzen-Bockfliess, Gaiselberg și Maustrenk-Kreuzfeld-Pioner, a căror scurtă descriere este dată mai jos.

Structura Matzen-Bockfliess, situată la nord de localitatea Gänserndorf, este o cută anticlinală, cu flancurile slab înclinate și compartimentată în

În Mezozoic, rezervoarele sînt formate din dolomite, calcare și dolomite brecifiate (Triasic), din calcare (Juristic și Cretacic). În Paleogen, rezervoarele sînt formate din gresii. Primul zăcămint important în depozitele flișului paleogen a fost descoperit în anul 1938 pe structura St. Ulrich-Hauskirchen. El are o grosime de 100 m și este format din gresii glauconitice fisurate, eocene, separate prin intercalații argiloase, în patru complexe. Gresii sînt întîlnite și în Sarmațian, unde mai rar rezervoarele sînt formate din nisipuri și calcare. Predominant nisipoase sînt rezervoarele din Tortonian și Pliocen. În ultimii ani au fost descoperite zăcămint de petrol și gaze

blocuri tectonice care coboară de la sud către nord. Forajele amplasate pe Panonian au traversat Sarmațianul și Tortonianul; cele amplasate în zona axială și pe flancul sudic au intrat în Helvețian, iar cele de pe flancul nordic în fliș. Obiectul principal al exploatării îl formează complexul Matzen (complexul 16), din baza Tortonianului, care are o grosime de circa 30 m. Grosimea acestui complex crește pe flancul sudic și rămâne aproape constantă în zona axială și pe flancul de nord al structurii. La partea superioară, acest complex are un cap de gaze. Primele sonde puse în producție în acest complex au produs câte 30 t/zi. Deasupra acestui complex, s-au mai dovedit a fi bine productive complexele 8—12, dintre care unele au câte un cap de gaze. În Tortonianul superior, în Sarmațian și în Panonian sînt complexe gazeifere. Zăcămintele de petrol și gaze din Tortonian sînt stratiforme bôltite, compartimentate, iar cele din Helvețian sînt stratiforme ecranate stratigrafic.

Structura Mühlberg, una din structurile din nordul Austriei, situată la circa 5 km de frontiera cu Cehoslovacia este o cută anticlinală foarte faliată în zona axială de un sistem de falii dispuse în evantai. În partea de vest, marea falie Steinberg ecranează tectonic complexele Tortonianului. În zona axială a cutoi și pe flancul de est, sondele amplasate pe Panonian traversează Sarmațianul și Tortonianul, iar pe flancul de vest, unde orizonturile Tortonianului sînt ecranate, sondele intră în fliș. Obiectul principal de exploatare îl formează Tortonianul în care s-au separat 15 complexe, deasupra cărora sînt complexele gazeifere ale Sarmațianului și Panonianului inferior.

Structura Gaiselberg, situată la sud-vest de orașul Zistersdorf, se prezintă în Panonian cu o cută anticlinală foarte compartimentată. Obiectele de exploatare sînt cantonate, în afară de Panonian, în Sarmațian (complexele 10—20) și în Tortonian (complexele 1—4) care se prezintă, din punct de vedere tectonic, sub formă de monoclinale.

Structura Maustrenk-Kreuzfeld-Pionier. În vestul acestei structurii, obiectele de exploatare — depozitele flișului — sînt ecranate stratigrafic la baza Helvețianului, iar în estul structurii sînt ecranate tectonic de falia Steinberg.

În limitele Bazinului Vinez-Morav de pe teritoriul Austriei se pot deosebi mai multe zone, de care sînt legate cele mai multe structuri gazo-petrolifere.

1. Zona cuprinsă între faliile Schrattenberg și Steinberg, care delimitează blocul ridicat Mistelbacher. La est de falia Schrattenberg au fost puse în evidență o serie de bôltiri, dar pînă în prezent n-au fost descoperite zăcămintele industriale. Structurile situate la vest de falia Steinberg, în această zonă sînt afectate unor proeminențe ale depozitelor flișului, parțial erodate și acoperite discordant de Miocen. În această zonă de acumulare se menționează structurile St. Ulrich, Hauskirchen, Maustrenk-Kreuzfeld-Pionier, ale căror zăcămintele sînt stratiforme, ecranate tectonic, stratigrafic și litologic.

2. Zona de la est de falia Steinberg. Structurile din această zonă se caracterizează prin aceea că depozitele sedimentare au grosimi mari. În depozitele superioare structurile se prezintă ca brachianticlinale largi, ecranate la vest de falia Steinberg și compartimentate de încă o serie de falii în mai multe blocuri tectonice, iar în adîncime ca monoclinale. Acestei zone îi sînt

afectate structurile: Mühlberg, Plattwald, Van Sickle, Gösting-Domung, R.A.G., Gaiselberg, Hohenrappersdorf, în care zăcămintele sînt în general stratiforme, ecranate stratigrafic, tectonic sau litologic.

3. Zona legată de fală Aderklaa. În partea de nord a acestei zone se află una din cele mai importante structuri ale Bazinului Matzen-Bockfliess, iar în partea de sud a zonei se află structura Aderklaa. Aceste structuri sînt legate de brachianticlinale faliat și au zăcăminte stratiforme ecranate tectonic și litologic, stratiforme de boltă, ecranate litologic și delimitate litologic.

Tabelul 23

Structurile gazeifere și petrolifere din Bazinul Vinez-Morav de pe teritoriul Austriei
(C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare							Adîncimea medie a sondelor, m
		Triasic	Jurasic	Cretacic	Paleogen	Helvetian	Tortonian	Sarmatian	Pannonian
Oberlaa	1932					g			260
Gösting-Domung	1932				p		g	p	1 200—1 500
Enzersdorf	1935						g		800
Neusiedl	1936				p			g	1 200—1 300
R.A.G.	1937						p	p	1 600—2 470
St. Ulrich- Hauskirchen	1938				p	p			900—1 200
Gaiselberg	1938						p	p	1 050—2 000
Van Sickle	1939				p		p	p	500—1 600
Maustrenk--Kreuzfeld- Pioner	1941				p	p		p.g	700—1 000
Plattwald	1941							p	
Aderklaa	1942	g.p	g	g		p	p		1 700—1 800
Mühlberg	1942								2 700—3 300
Hohenrappersdorf	1944					p	p	g	1 200—1 700
Alt-Lichtenwarth	1949								2 250
Süssenbrunn	1951						g		2 000
Zwerndorf	1952						p		1 500
Matzen-Bockfliess	1955					p	p.g	p.g	1 100
								g	1 700
									2 250
Rabensburg	1955						p	p	2 000
Spannberg	1956					p	p	p	2 250
Pirawarth	1957					p	p	p	2 400
Steindlberg	1958				p				...
Alt Höflein	1959								...
Ginzersdorf	1959								...
Himberg	1960							p	...
Tallesbrunn	1961								1 700
Schönkirchen	1962	p					p		2 880
Breitenlee	1962						p	p	
Baumgarten	1963	g							2 700
Breitenlee	1963						g	g	2 200

p = petrol, g = gaze

4. Zona Zwerndorf, legată de falia care delimitează în vest scufundarea Mitterndorf.

5. Zona Enzersdorf-Schwadorf, legată de falia ce delimitează scufundarea Lasser.

În tabelul 23 se dau structurile din Bazinul Vinez-Morav de pe teritoriul Austriei, obiectele de exploatare ale acestora și adâncimea medie a sondelor.

Pe teritoriul Cehoslovaciei se întinde aproape întreaga zonă marginală de est a Bazinului Vinez-Morav, al cărui fundament este, în această parte, compartimentat într-o serie de blocuri tectonice. O serie de falii transversale și longitudinale delimitează mai multe horsturi și de aceste falii sînt legate cîteva structuri care în general sînt de mică importanță. Dintre horsturile mari care se disting în această parte a bazinului se citează horsturile Gbely-Hodonin și Láb.

În această parte a bazinului, peste depozitele flișului crețacic superior și paleogen, urmează cele ale Miocenului reprezentate prin Helvețian, Tortonian și Sarmațian, acoperite de Panonian.

În Cehoslovacia, prima structură petroliferă a fost descoperită în anul 1914, la Gbely. De o serie de brachianticlinale afectate faliei Steinberg sînt legate structuri petrolifere, dintre care se menționează Brjezlav, Bilovitz-Jikov, iar la nord și sud de Bratislava, în limitele Bazinului Vinez-Morav, sînt localizate cele mai multe structuri gazo-petrolifere din Cehoslovacia; majoritatea acestora sînt date în tabelul 24.

Tabelul 24

Structurile gazeifere și petrolifere de pe teritoriul Cehoslovaciei

Structura	Obiectele de exploatare				Adîncimea medie aproximativă a sondelor, m
	Fliș	Helvețian	Tortonian	Sarmațian	
Vacenovice	p			p	550
Hodonin		p		p	300
Lažice	p	p	p		800—2 200
Maraoská Nová					
Ves	p	p	p		800—1 600
Kostice			p		800—1 200
Hrušky			p(?)		2 200—2 500
Breclav			p		2 100—2 200
Rabensburk			p(?)		peste 2 000
Velki Bilovice			p		1 300—2 100
Poddvorov			g		1 600—1 800
Bródshi			p		1 000—1 500
Malacky		p	g		800—1 600
Láb		g	g	p	800—1 600
Vysoká		g			800—1 600
Závod			p(?)		1 300
Gbely			p	p	
Pehona Vas		p	p		...
Stefanón				p	...

p = petrol g = gaze

Zăcămintele sînt de tip stratiform boltite, ecranate tectonic, iar unele structuri sînt delimitate litologic (zăcămintele din Helvețianul și Sarmațianul de pe structura Hodonin, fig. 62).

În Cehoslovacia au mai fost descoperite zăcăminte de hidrocarburi în apropiere de Brno, la Zătcaný și în partea de est a țării, nu departe de Košice, la Sečovce, Michalovce, Trebišov cît și pe alte structuri, unde prin sonde adînci de 1 800—3 000 m se exploatează depozitele flișului.

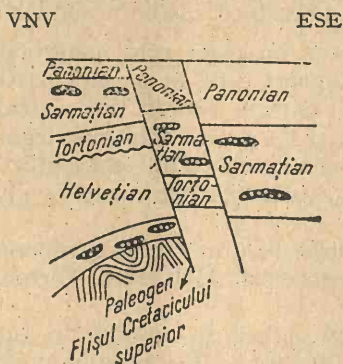


Fig. 62. Secțiune prin structura Hodonin.

est, el ocupă partea de vest a Albaniei.

În Italia, structurile petrolifere și gazeifere sînt situate în partea de nord, de-a lungul văii Padului și în partea de est a țării, în depresiunea centrală și meridională.

De-a lungul văii Padului, pe o lungime de peste 230 km și o lățime de peste 20 km se cunoșteau încă din antichitate numeroase manifestări naturale de petrol și gaze, izvoare sărate, iodurate și sulfuroase. În această regiune au fost făcute explorări și încercări de exploatare, fără să se fi descoperit de la început zăcăminte importante. Unele rezultate de producție s-au obținut prin foraje adînci de 500—1 400 m, executate la sud de Piacenza, în regiunea Montechino-Velleia-Gratera, unde s-a exploatat Eocenul. Rezultate de producție s-au obținut și din forajele făcute la Vallezza (fig. 63), Salsomaggiore și Salsominore. La vest și sud de Parma, sondele de la Medesano, Miano și Ozzano au întilnit petrol în Eocen și Miocen.

În Depresiunea Padului, din nordul Italiei, peste fundamentul Mezozoic, urmează depozitele cainozoice, care în regiunile adînci ating grosimi destul de mari, ca de altfel și Cuaternarul. Peste calcarele jurasice urmează formațiunea „Argile scagliose”, atribuită în general Cretacicului superior, dar care nu-i exclus să cuprindă și o parte din Paleogen, formată din marne șiistoase asociate cu gresii calcaroase cu hierogliffe și fucoide iar înspre lanțul muntos, din marne roșii. Eocenul, în general argilos, are și marne și gresii înspre zona de bordură, în timp ce în zona internă este grezos și formează ceea ce se

12. Bazinul Adriatic

Acest bazin petro-gazeifer (fig. 32-20) se întinde pe teritoriul Italiei, de-a lungul văii Padului (Po) și al mării Adriatice, fiind delimitat în nord de lanțul munților Alpi, iar în vest de lanțul munților Apenini. El se continuă în Jugoslavia, ocupînd și partea de sud a acestei țări, întinzîndu-se de-a lungul coastei Dalmației și este mărginit de lanțul munților Dinarici. În sud-

cheamă Macigno. În zona marginală, Oligocenul este format din marne și gresii albastrii asociate cu conglomerate, iar înspre zona internă este format din șisturi negricioase brune, bituminoase, asociate cu gipsuri. Toată această serie formează o pînză șariată peste un autohton.

Miocenul începe cu Aquitanianul, format din nisipuri cu intercalații de marne, iar Burdigalianul dintr-o alternanță de argile, marne nisipoase și nisipuri. Miocenul mediu (Helvețianul și Tortonianul) este format din

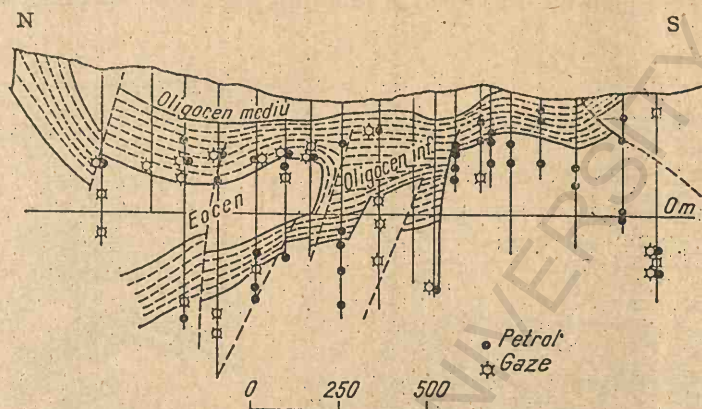


Fig. 63. Secțiune prin structura Vallezza.

marne argiloase cu intercalații de nisipuri și gresii de grosimi variabile și în bază cu bancuri de conglomerate. Miocenul superior (Messinianul), format din nisipuri și gresii cu intercalații de argile și marne și uneori de conglomerate, are la partea superioară lentile de gips. Miocenul argilo-nisipos este acoperit de Cuaternar, format din nisipuri cu intercalații de argile.

Din punct de vedere tectonic, regiunea se caracterizează prin cîte anticlinale compartimentate, ce formează zone de acumulare paralele cu lanțul Alpilor, și care au fost puse în evidență, în cea mai mare parte, prin prospecțiuni seismice.

Majoritatea structurilor sînt îngropate sub cuvertura depozitelor cuaternare. Se descriu, într-o formă succintă, structurile Caviaga, Ponzano și San Giorgio.

Structura Caviaga (fig. 64), descoperită în anul 1944, este o cută anticlinală asimetrică îngropată sub depozitele Cuaternarului.

La suprafață, pe o grosime de circa 200 m, forajele traversează depozitele aluvionare. Sub acestea, pe o grosime de 770—900 m se află depozite cuaternare marine, în care predomină nisipuri inundate ce repauzează pe un complex Pleisancian de 300—400 m grosime; acest complex formează învelișul protector al zăcămintului de gaze din Miocenul superior. Gazele sînt

cantonate în așa numitele „Strate de Caviaga“, considerate de unii geologi că ar aparține Messinianului și Tortonianului.

Zăcămintul este de tip stratiform de boltă, delimitat în culcuș de apa de talpă întâlnită la adâncimea de circa 1 470 m. Explorările făcute până la adâncimea de 2 513 m au întâlnit Helvețianul și au pus în evidență orizonturi de apă intercalate cu orizonturi de gaze lipsite de importanță industrială.

Structurile Ponzano-San Giorgio sînt 2 cute anticlinale vecine, îngropate, slab exprimate în Cuaternar și mai bine exprimate în Pliocenul inferior

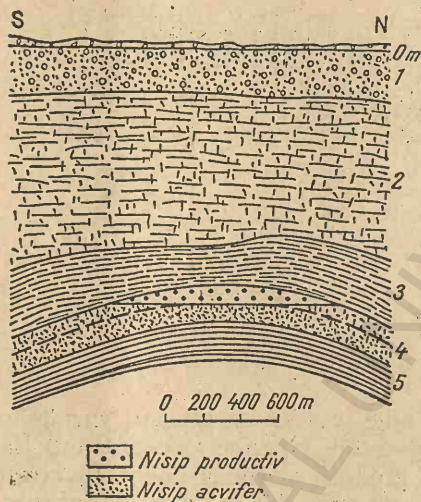


Fig. 64. Secțiune prin structura Caviaga:
1 — aluviuni; 2 — Cuaternar; 3 — argile pliocene;
4 — Miocen superior; 5 — Tortonian;

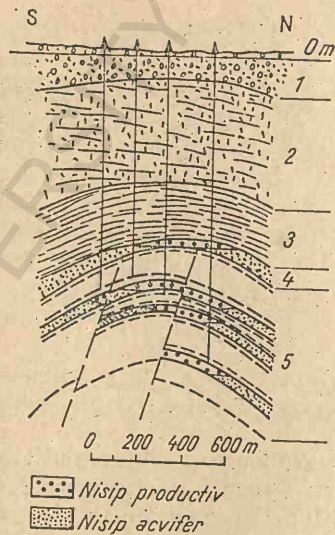


Fig. 65. Secțiune prin structura San Giorgio:
1 — aluviuni; 2 — Cuaternar marin; 3 — argile pliocene; 4 — Miocen superior; 5 — Langhian.

și în Miocen. Ele sînt afectate de o serie de falii, care le compartimentează, în special în formațiunile mai vechi. Sub cuvertura cuaternară, groasă de 300—400 m la Ponzano și 500—600 m la San Giorgio (fig. 65), urmează argilele pliocene și o serie marnoasă miocenă, mai subțire în zona axială și mai groasă pe flancuri. Obiectele de exploatare sînt cantonate în Miocen, iar la San Giorgio și în Pliocen.

În tabelul 25 (întocmit de C. Beca) se dau structurile petrolifere și gazeifere, din partea de nord a Italiei, iar în fig. 66 amplasamentele structurilor.

În partea de sud a Bazinului Adriatic de pe teritoriul Italiei, de la Pescara pînă la Golful Taranto, se află Depresiunea Centrală și Depresiunea Meridională, mărginită la sud vest de Apenninii meridionali, iar la nord est de

Tabelul 25

Structurile petrolifere și gazeifere din partea de nord a Italiei
(C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiecte de exploatare				Adâncimea medie a sondelor, m	Structura	Anul descoperirii	Obiecte de exploatare				Adâncimea medie a sondelor, m
		Miocen	Pliocen		Cuaternar				Miocen	Pliocen		Cuaternar	
			inferior	mediu și superior						inferior	mediu și superior		
Pondenzano	1932	+				1 350	Minerbio	1956			+		1 300
San Giorgio-							Monestirolo	1956		+			500
Piacentino	1943		+			1 350	Bova	1956		+			360
Caviaga	1944		+			1 410	Tressigallo	1956				+	1 500
Ripalta	1948		+			1 600	San Pietro						
Cortemaggiore	1949	+	+			1 600	in Casale	1957		+			1 000
						2 100	Soncino	1957		+			1 440
Cornegliano	1951		+			1 460	Costeggio	1957		+			1 250
Bordolano	1951		+			1 780	Brugherio	1958		+			1 370
Pontenure	1951		+			1 700	Cernusco	1958		+			1 180
Piadena Est	1952		+			3 200	Rubiera	1958	+	+			1 230
Ravenna	1952		+	+	+	2 050	Portoverrara	1958		+			850
Correggio	1953			+	+	1 300	Spilamberto	1958		+	+		1 300
Selva	1953	+	+			1 340	Robecco	1959			+		530
Imola	1953			+		1 200	Montirone	1959		+			1 200
Santerno	1953	+				2 000	Leno	1959			+		1 800
Cotignola	1953	+	+			1 000	Sabbioncello	1959			+		1 180
Alfonsine	1953		+			1 600	Pontetidone	1960		+			1 400
Piadena Vest	1954		+			3 100	Orzinuovi	1960			+		1 870
Porto Corsini	1954			+		1 300	Migliarino	1960			+		1 325
Sergnano	1954		+	+		1 450	Poggio Rusco	1960			+		1 018
Desana	1954	+				2 250	Ravenna Mare	1960			+		1 550
Soresina	1954		+	+		1 350	Grignano	1960			+		600
Remanengo	1954		+	+		1 600	Cusano						
Pandino	1955		+			1 950	Milanino	1961		+			980
Cremona Sud	1955	+				1 250	Collecchio	1961		+			200
Orzivecchi	1955		+			1 000	Porto						
Bagnolo Mella	1955		+			1 260	Corsini Mare	1961			+		2 250
Budrio est	1956	+		+		2 560	Gallignano	1962			+		2 080
Macclodio	1956		+	+		900	Cesenatico Mare	1962	+				1 850
Busseto	1956		+			1 550	Ravenna						
Spilamberto	1956		+			1 250	Mare Sud	1963			+		2 600

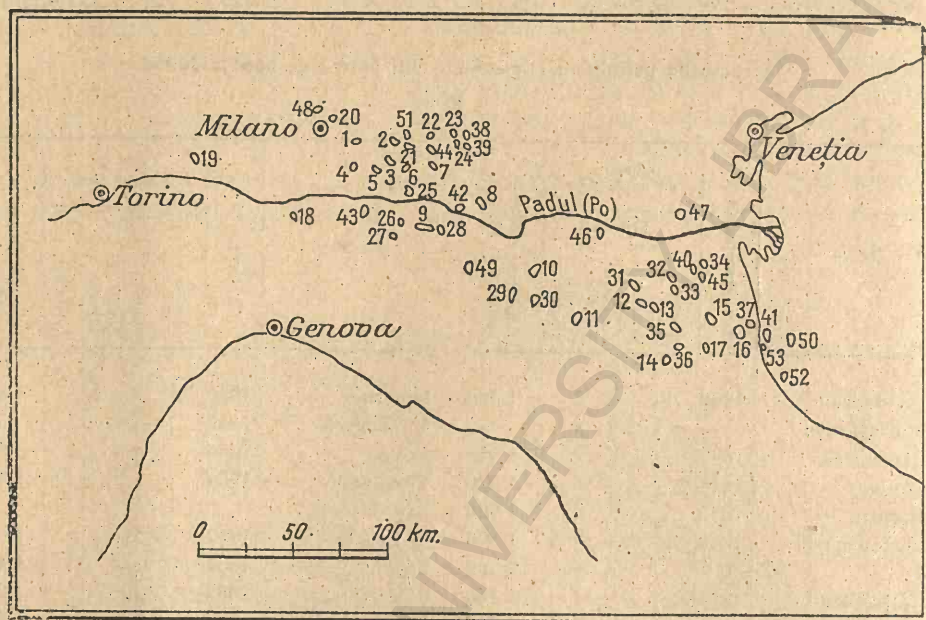


Fig. 66. Structurile din nordul Italiei:

- 1 — Pandino; 2 — Sergnano; 3 — Ripalta; 4 — Corneliano; 5 — Caviaga; 6 — Soresina; 7 — Bodolano; 8 — Pianosa E-V; 9 — Cortemaggiore; 10 — Coreggio; 11 — Spilamberto; 12 — Minerbio; 13 — Selva; 14 — Santeramo; 15 — Alfonsine; 16 — Ravenna; 17 — Cotignola; 18 — Castignola; 19 — Desana; 20 — Brugherio; 21 — Romanengo; 22 — Orzivecchi; 23 — Maclodio; 24 — Bagnolo Mella; 25 — Cremona sud; 26 — Pontenure; 27 — Podenzano S. Giorgio; 28 — Busseto; 29 — Reggio Emilia; 30 — Rubiera; 31 — S. Pietro in Casale; 32 — Monestirolo; 33 — Bova; 34 — Tresi gallo; 35 — Budrio; 36 — Imola; 37 — Porto Corsini; 38 — Montirone; 39 — Leno; 40 — Sabbioncello; 41 — Ravenna Mare; 42 — Sancino; 43 — Pontetidone; 44 — Orzinuovi; 45 — Migliarino; 46 — Poggio Rusco; 47 — Grignano Polesine; 48 — Cusano Milanino; 49 — Collecchio; 50 — Porto Corsini mare; 51 — Galligano; 52 — Cesenatico Mare; 53 — Ravenna Mare de sud.

Marea Adriatică și de ridicările Gargano și Murge, formate, în cea mai mare parte, din depozite cretacice.

Peste depozitele calcaroase cretacice, faliat, ale acestor depresiuni, ce formează o serie de horsturi și grabene, urmează discordant Pliocenul. În unele zone, între Cretacic și Pliocen, se intervine Eocenul și Miocenul sau numai ultimul. În tabelul 26 se dă profilul stratigrafic sumar al formațiunilor geologice din aceste depresiuni.

În depozitele pliocene și cuaternare se intercalează, pe o mare întindere, o pinză allohtonă, formată, în general, din depozite terțiare (Cretacic Superior?, Eocen?, Oligocen, Miocen și Pliocen).

În vederea descoperirii zăcămintelor de petrol și de gaze în această parte a bazinului Adriatic, s-a forat prima sondă în anul 1863 la Tocco Casauria (Abruzzo). Începând din anul 1939, s-au făcut prospecțiuni geologice și au

Tabelul 26

Profilul stratigrafic sumar al formațiunilor geologice din depresiunile centrală și meridională din Bazinul Adriatic de pe teritoriul Italiei

Eră, sistem, serie	Sistem, serie	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea m
Cuaternar-		Argile, argile nisipoase, nisipuri și pietrișuri.	400— peste 1 800
Pliocen	Superior Mediu		
Pliocen	Inferior	Marne, Brechie.	45—265
		Discordanță	
Miocen	Superior Mediu Inferior	Gipsuri și marne. Calcare și marne. Brechie calcaroasă, Calcare.	40—270
		Discordanță	
Paleogen	Eocen	Calcare, argile, tuf bazaltic.	450 (Sondele de la Lavello și Gen- zano)
		Discordanță	
Mezozoic	Cretacic	Calcare, calcare dolomitice și dolo- mite.	100—200 (cit în general, au fost traver- sate de sonde).

fost forate o serie de sonde de explorare, obținându-se rezultate slabe de producție la Tramutola (Lucania).

După cel de-al doilea război mondial, în urma prospecțiunilor geologice și geofizice (gravimetrie și seismică), au fost identificate câteva structuri. La probele de producție, făcute în calcarele Miocenului, s-au obținut rezultate apreciable de la sondele 1 Cigno și 1 Vallecupa.

În anul 1957, s-au descoperit zăcăminte de gaze în Pliocen la S. Salvo și Cellino, iar în 1959 s-au descoperit zăcăminte de gaze la Grottole-Ferrandina (Lucania) și Cupello S. Salvo (Abruzzo). În cele ce urmează se descriu succint structurile Grottole-Ferrandina, Cupello-S. Salvo și Pisticci.

Structura Grottole-Ferrandina (fig. 67), situată în partea de sud a Italiei la 90 km SSV de orașul Bari, a fost descoperită în 1959 prin prospecțiuni gravimetrice. Obiectul principal de exploatare îl constituie calcarele Cretacicului superior, a căror porozitate, în principal se datorește fenomenelor carstice. Aceste calcare, care formează un zăcămint masiv la partea superioară a unui horst cu direcție NV-SE, sînt acoperite transgresiv de Pliocen, în care, ca de altfel și în Cuaternar sînt zăcăminte delimitate litologic, din care se exploatează gaze. Rezervele structurii au fost estimate la 10 miliarde m³ de gaze.

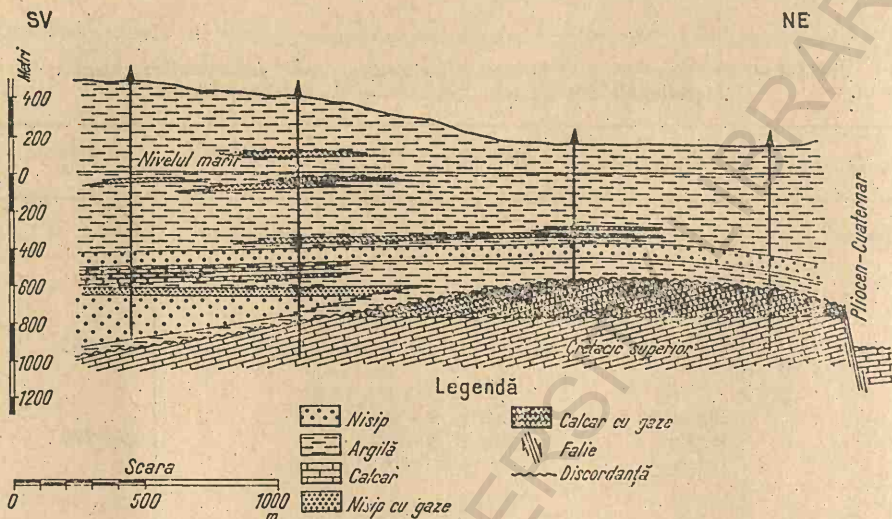


Fig. 67. Secțiune transversală prin structura Grottole—Ferrandina.

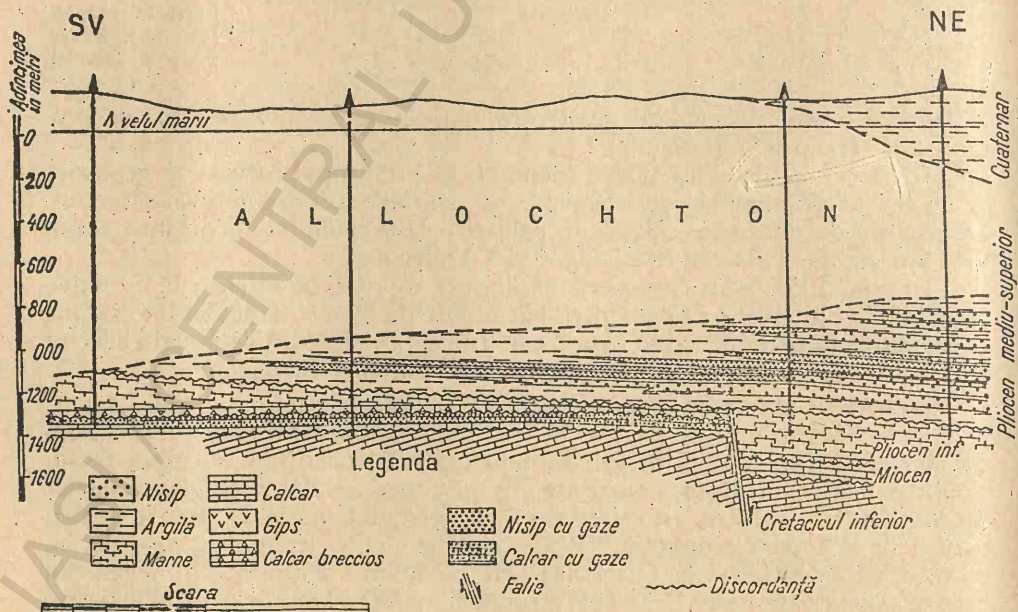


Fig. 68. Secțiune transversală prin structura Cupello-S. Salvo.

Structura Cupello-S. Salvo (fig. 68), situată la 60 km de orașul Pescara, a fost descoperită pe baza prospecțiunilor seismice. Sondele de pe această structură, legată de un horst de direcție NV-SE, compartimentat în partea de sud est de o serie de falii, au întâlnit allochtonul în seriile pliocene-cuaternare care acoperă depozitele carbonatate ale Miocenului.

În afară de obiectul principal de exploatare, constituit din calcarele Miocenului, care s-au dovedit slab productive în Abruzzo (structurile Tocco-Casauria, Vallecupa, Alanno), se mai exploatează gaze și din nisipurile pliocene și cuaternare. Zăcămintul de gaze din Miocen este de tip masiv, iar cel din Pliocen este delimitat litologic. Rezervele de gaze ale structurii Cupello-S. Salvo, descoperită în anul 1959, au fost estimate la 10 bilioane m³.

Structura Pisticci (fig. 69), situată la 10 km sud de Grottole-Ferrandina, a fost descoperită în anul 1960, prin prospecțiuni seismice, care au arătat în depozitele carbonatate ale Cretacicului superior o slabă ridicare cu direcția NV-SE. Obiectele de exploatare sînt calcarele Cretacicului superior și nisipurile pliocene și cuaternare. Zăcămintul din Cretacicul superior este de tip masiv, iar în Pliocen sînt zăcăminte stratiforme de boltă cu trecere spre zăcămintele masive și zăcămintele delimitate litologic, care se întîlnesc și în Cuaternar. Rezervele de petrol au fost estimate la 1 milion de tone, iar cele de gaze la 1 bilion de metri cubi.

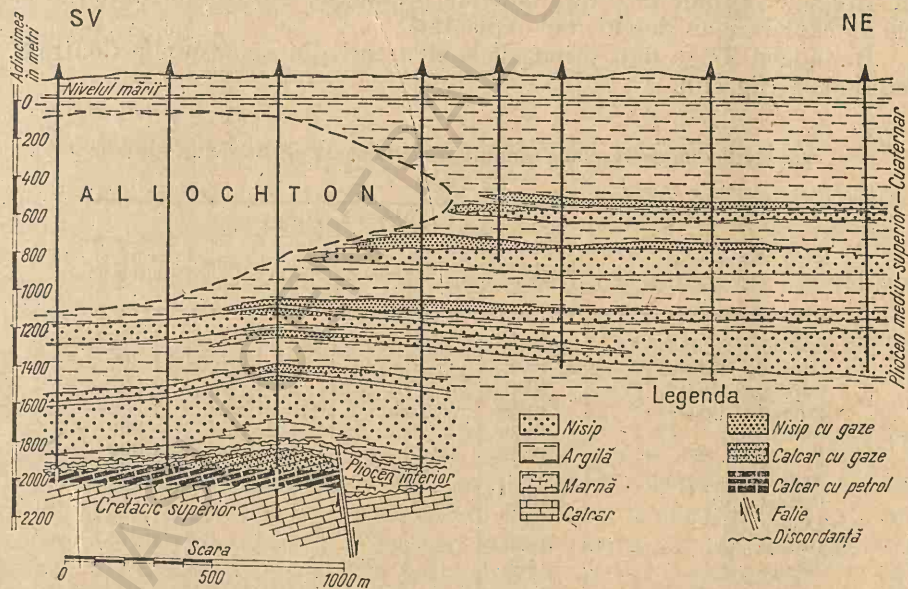


Fig. 69. Secțiune transversală prin structura Pisticci.

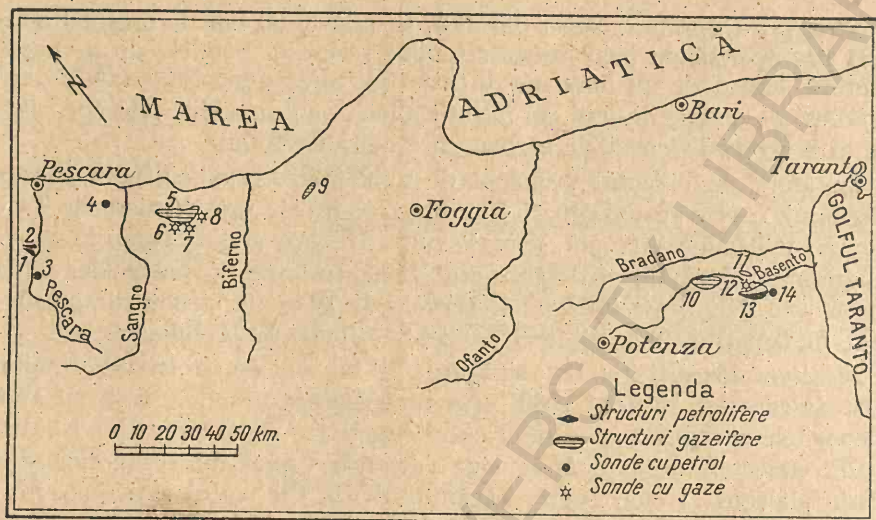


Fig. 70. Schița cu repartizarea structurilor din depresiunile centrală și meridională ale Italiei: 1 — Vallecupa; 2 — Cigno; 3 — Tocco; 4 — Lanciano; 5 — Cupello — S. Salvo; 6 — Vusco; 7 — Lentella; 8 — Trigno; 9 — Chienti 10 — Grottole-Ferrandina; 11 — Pomarico; 12 — Castelluccio; 13 — Pisticii; 14 — S. Cataldo.

În afară de structurile sus menționate au mai fost descoperite și altele din care s-au obținut rezultate bune de producție, astfel că o parte din sondele de explorare au deschis noi exploatări.

În tabelul 27 se dau principalele structuri din depresiunile Centrală și Meridională (fig. 70).

Tabelul 27

Structurile din depresiunile centrală și meridională ale Bazinului Adriatic
(C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare				Adâncimea medie a sondelor, m
		Cretacic	Miocen	Pliocen	Cuaternar	
Cellino (g)	1958		+	+		1 100
Grottole-Ferrandina (g)	1959	+		+	+	1 200
Cupello-S. Salvo (g)	1959		+	+	+	1 600
Pomarico (g)	1959	+		+	+	960
Chienti (g)	1960			+		960
Pisticci (g. p)	1960	+		+	+	1 800
Santa Croce (p)	1961	+				3 200
Candela (g)	1962			+		2 720
Lucera (g)	1963		+			1 500
Ordona (g)	1963		+			1 270
Bomba (g)	1966	+	+			1 340

g — gaze; p = petrol

Pe teritoriul Jugoslaviei, Bazinul Adriatic ocupă zona externă a Alpilor Dinarici, care se extind paralel cu Coasta Adriaticii. În această zonă sînt numeroase iviri de petrol, iar în unele sonde au fost întîlnite indicații de petrol.

Perioadele lungi de sedimentare au condiționat depunerea în această zonă, a unor cantități mari de sedimente, a căror grosime, în unele locuri, este de cîteva mii de metri. În afară de calcarele și dolomitele bine dezvoltate în Paleozoic și Mezozoic, care ar putea fi roci magazin bune, mai există numeroase orizonturi în Paleozoic și în Triasic, formate din roci clastice grosiere, care ar putea fi și ele roci magazin. Intensa activitate orogenetică care a dus la formarea Alpilor Dinarici a dat naștere la diferite aranjamente structurale, care pot forma capcane favorabile acumulărilor de hidrocarburi.

Prospecțiunile pentru descoperirea zăcămintelor de petrol și de gaze din această regiune sînt încă în stadiul regional. Aproape întreaga regiune a fost acoperită cu lucrări de prospecțiuni gravimetrice regionale, iar în unele zone au fost făcute și măsurători gravimetrice detaliate.

În prezent se fac foraje structurale, în scopul lămuririi relațiilor tectonice regionale, geologice și litofaciale. Condițiile grele de teren ca și relațiile tectonice complexe fac ca măsurătorile și interpretările să fie foarte dificile. S-au forat numeroase sonde de explorare, dintre care se menționează cele forate în apropiere de localitatea Zadar, la Ravni Kotari, unde au fost traversate calcarele compacte triasice, și la Grobnica Donja. De asemenea, s-au forat sonde la Zagorye și Glamôc și sînt prevăzute foraje de peste 5 000 de metri adîncime și prospecțiuni geofizice de-a lungul coastei Dalmației, între Piran și Ublevinji, în Marea Adriatică, în apropierea țarmului, la adîncimea de 25 m.

În prezent, este greu să se facă prea multe aprecieri asupra acestei zone.

Pe teritoriul Albaniei, Bazinul Adriatic în prelungirea lui de sud est ocupă partea de vest a acestei țări (fig. 71).

În Albania se cunosc indicații de prezența hidrocarburilor încă din antichitate. Indicațiile care au atras atenția și au condus la prospecțiuni și explorări se găsesc între valea Shkumbin și Gjirokastër. Indicații apar și de-a lungul coastei, de la vest de Gjirokastër pînă aproape de lacul Scutari (Skkodër).

Asfalt, indicații de petrol și emanații de gaze se cunosc de multă vreme la Selenice, unde se exploatează asfaltul. Această regiune, în care în urma explorărilor făcute au fost descoperite zăcăminte de petrol și gaze, ia contact, la est, cu o zonă foarte complicată din punct de vedere tectonic și caracterizată prin pînze deversate spre vest. În această zonă s-au distins trei mari unități tectonice, ce se întind pe direcția N—S. Prima unitate, aceea a flișului, ia contact la est cu Pînza albaneză, iar la nord, în regiunea lacului Scutari — cu pînza Alpilor Albanezi. Aceste unități nu prezintă interes din punct de vedere petrolifer. Unitatea tectonică care interesează din punct de vedere al acumulărilor de hidrocarburi este cea situată la vest, cunoscută

sub numele de Zona autohtonă. În această zonă, în care sînt depozite de la Triasic superior pînă la Pliocen inclusiv, au fost puse în evidență cîte anticlinale și monoclinale, ce se întind pe direcția NNV-SSE și care în general sînt faliolate longitudinale și deversate spre vest.

Explorarea sistematică pentru punerea în evidență a zăcămintelor de petrol a început în Albania în anul 1915 și după forarea a circa 30 sonde

de explorare au fost descoperite structurile petrolifere Penkova-Drasciovice, Patos, Devoli.

Structura Penkova-Drasciovice a fost descoperită întâmplător în urma unui foraj făcut de armata italiană în anul 1918. Lucrările de exploatare au fost suspendate un timp destul de lung, după care au fost reluate și s-au obținut rezultate slabe de producție. Petrolul este cantonat în lentile nisipoase intercalate neregulat în argile. Explorările au continuat în partea de sud a structurii, la Mavrova, unde s-a forat o sondă, fără să se obțină vreun rezultat de producție. La nord est de Penkova, sondele de pe structurile Val Vlajna și Piccikat n-au întîlnit decît urme de petrol.

Explorările din nord, de la Selenice au descoperit un zăcămint de petrol cu o greutate specifică mare. Petrolul este cantonat în nisipurile lenticulare ale Mioce-

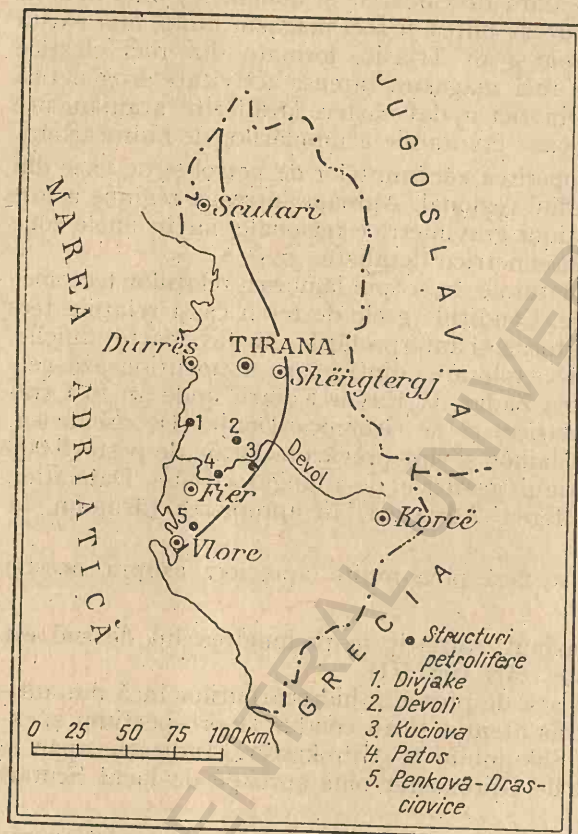


Fig. 71. Schiță cu repartizarea structurilor petrolifere și gazeifere de pe teritoriul Albaniei.

nului inferior, care repauzează pe calcare; în calcare au fost întîlnite urme de petrol și de gaze. În Miocenul superior și în Pliocen sînt lentile de nisipuri cu petrol asfaltizat. Sonde de explorare s-au mai forat și la est de Penkova, la Shabokika și în cuveta de Korcë. Sondele de la Shabokika au întîlnit numai impregnații de petrol asfaltizat în Eocen, iar cele din cuveta de Korcë au întîlnit în Oligocen apă dulce și gaz metan, acesta din urmă nu în cantități care să se preteze la exploatare industriale.

Structura Devoli (fig. 72), situată pe bordura mării depresiuni neogene a Albaniei, a fost pusă în evidență în anul 1928, iar exploatarea a început în anul 1935. Forajele, care în majoritate au o adâncime de circa 600 m, au traversat Astianul, Plaisancianul, Sarmatianul și Vindobonianul ce acoperă o cută de calcare eocene-cretacice. Nisipurile productive de petrol sînt situate în Vindobonian, în stratele de Driza și în stratele de Kuçova și Gorani, iar la partea superioară sînt lentile de nisipuri cu asphalt.

La sud și nord de Devoli, s-au forat sonde de explorare pentru a se cunoaște posibilitățile de extindere ale acestora sau existența a noi structuri. La nord de Devoli s-au forat sonde de explorare la Carbonara de Lushnjë, în regiunea Dumreja, la contactul dintre bordura depresiunii neogene albaneze cu linia de încălecare a flișului, care a fost

explorat prin 15 sonde. În această regiune au fost întîlnite numai manifestații de petrol pe cută pliocenă Ardenice, unde un foraj de explorare a atins adîncimea de 1 500 m.

La Elbasan, două foraje care au atins adîncimea de 530 m și respectiv de 1 200 m n-au întîlnit nici un zăcămint de petrol sau de gaze.

La Kruja, nord de Elbasan, s-au făcut prospecțiuni cu scopul de a se cunoaște posibilitățile de explorare ale calcarelor organogene bituminoase din regiune; datele obținute au arătat că această zonă nu prezintă interes. La sud de Devoli, în prelungirea unei structuri faliat, s-a forat o sondă pînă la adîncimea de 243 m fără să întîlnească vreun zăcămint de hidrocarburi în calcarele organogene helvețiene.

Structura Patos (fig. 73) a format obiectul prospecțiunilor încă din anul 1928, cînd s-au forat 10 sonde. După o întrerupere a lucrărilor de foraj, activitatea a fost reluată în anul 1939. Această structură este un monoclinal cu înclinare de 10–15° spre NNV. Obiectele de exploatare și succesiunea stratigrafică a depozitelor traversate de foraje sînt aceleași ca și la Devoli, cu deosebirea că Vindobonianul repauzează pe marnele și argilele nisipoase ale Miocenului inferior. Lentilele de nisipuri grosiere, parțial conglomeratice, au grosimi de 8–10 m, în partea de sud și devin marnoase în partea de nord, unde au o grosime de 3–6 m, față de 20 m cît are seria marnoasă în care sînt intercalate. La 150 m deasupra acestor lentile de nisipuri productive există lentilele de nisipuri impregnate cu asphalt ale seriei de Gorani.

La vest de Patos, pe o serie de cute anticlinale, s-au forat sonde de explorare, ca de exemplu la Fier, Pestjani (927 m adîncime), Trevlaser (1 021 m

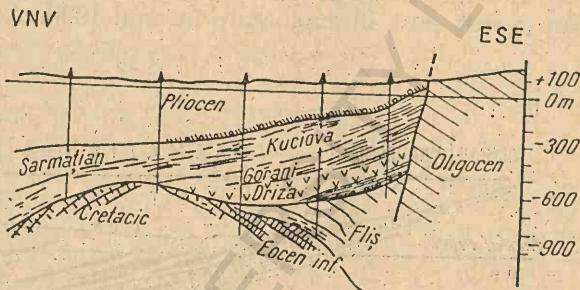


Fig. 72. Secțiune prin structura Devoli — Albania (după Zuber).

adâncime) și Selez (1384 m adâncime). Sonda de la Fier, care a atins adâncimea de 1442 m, a fost oprită în depozitele marno-argiloase ale Tortonianului. Celelalte trei sonde au arătat o subțiere gradată către nord a depozitelor argiloase de vîrstă Plaisancian și au întîlnit o serie argilo-nisipoasă în care sînt numeroase orizonturi cu gaze, cu ape sărate și cu ape bromurate și iodurate.

În anul 1933, pe valea Devoli, a fost descoperită structura Kuciova, care a fost pusă în exploatare în anul 1936. Această structură a fost cerce-

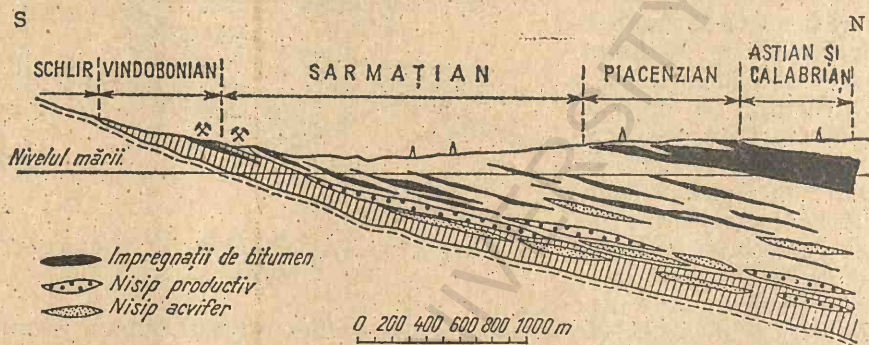


Fig. 73. Secțiune prin structura Patos.

tată în detaliu în perioada 1940—1942, cînd s-au forat și s-au pus în exploatare peste 900 de sonde. Petrolul exploatat de pe această structură are o greutate specifică de 0,927—0,999 și conține 24—42% rășini și 3—5% sulf. În prezent sondele de pe această structură dau o producție mică.

În anul 1952 s-au forat la Berat, pe valea Osum, 2 sonde de explorare ce au atins adîncimi de circa 2 200 m fiecare și care au dat slabe rezultate de producție.

În anul 1957, la sud de structura Patos, la Marnize, s-a descoperit o nouă structură, unde obiectul de exploatare este Tortonianul, care dă peste 80% din producția de petrol a țării.

În ultimii ani, în Albania activitatea de explorare a crescut foarte mult. Volumul forajului de explorare în perioada 1946—1953 a fost de 35 mii metri și au fost forate 18 sonde de explorare. Începînd din anul 1954, volumul forajului de explorare a început să crească, ajungînd în anul 1956 la 22 000 m, iar în anul 1958 la 68 000 m, din care forajul de mare adîncime a atins 43 000 m. Prospekțiunile făcute în ultimii ani au pus în evidență o serie de noi structuri, pe care au fost forate sonde. O sondă de mare adîncime s-a forat la Rinas, în apropierea orașului Tirana. În anul 1963, la 40 km nord est de Valona (Vlorë) s-au descoperit gaze la Bubullimë și la 60 km nord de același oraș s-au descoperit gaze la Divjakë. În urma rezul-

tatelor obținute, explorările continuă în această regiune. Zăcămintele de petrol au mai fost descoperite la Visoca și Balș în calcarele eocene și cretacee.

În tabelul 28 sînt indicate structurile petrolifere și gazeifere descoperite în R. P. Albania și, pentru unele, obiectele de exploatare și adîncimea medie a sondelor.

Tabelul 28

Structurile petrolifere și gazeifere de pe teritoriul R.P. Albania
(C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		Adîncimea medie a sondelor, m
		Tortonian	Sarmațian	
Penkova				
Drasciovice	1918			
Devoli	1928	+	+	600
Patos	1928	+	+	700-
				1 400
Kuciova	1933	+	+	1 000
Marinze	1957	+		1 200
Bubullime *	1963			
Divjake *	1963			

* gaze.

13. Bazinul Sicilian

Acest bazin (fig. 32-19), de pe teritoriul Siciliei, poate fi împărțit din punct de vedere stratigrafic și tectonic în cinci provincii: nord-orientală, septentrională, sud-orientală, centrală și sud-occidentală (fig. 74.).

Provincia nord-orientală. Pînă în prezent, încă n-a fost descrisă în detaliu stratigrafia întregii provincii.

Din punct de vedere tectonic, această provincie se caracterizează printr-o serie de zone de încălecări, adesea afectate de falii normale transversale.

Provincia septentrională. În această provincie, care cuprinde lanțul Munților Sicani, Rocca Busambra, Palermo, Termini Imerese, Madonie și se întinde spre sud și est pînă în lanțul munților Judica, la marginea Cîmpiei Cataniei, au fost descrise o serie de profile stratigrafice, în care se remarcă prezența a trei serii sedimentare mezozoice diferite: o serie occidentală și meridională, mai mult sau mai puțin comparabilă cu aceea de la Ragusa, o serie centrală cu argilite și calcare, și o serie septentrională cu caracter recifal.

Din punct de vedere tectonic, această provincie se caracterizează printr-o serie de cute anticlinale asimetrice.

Tabelul 29

Profilul stratigrafic sumar din Provincia sud-orientală a Siciliei (Zona Ragusa)

Eră, sistem, serie, etaj	Formațiunea	Orizontul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea m
Cuaternar Pliocen inferior	Ribera		Nisipuri cu intercalații de argile și marne, calcarinite gălbui, argile albastrii, marne albe cu globigerine.	
Messian	Gessoso Solfifera		Calcare, gipsuri, argile gipsifere.	
Miocen mediu (partea sup.)	Palazzolo		Calcare arenacee, calcare marnoase dure; intercalații de marne.	
Miocen mediu (partea inf.)	Tellaro		Marne argiloase cu spărtură concoidală, marno-calcare cu intercalații de calcare.	cca. 200
Miocen inf.		Irminio	Calcare mai mult sau mai puțin marnoase cu intercalații de calcare marnoase.	cca. 120
	Ragusa			
Oligocen-Eocen sup. și mediu.		Leonardo	Calcare cu nodule și lentile de silix-negru, conglomerate.	325
Cretacic sup. și mediu		Amerillo	Calcare cu nodule, și lentile de silix și intercalații de marne roșii sau verzi și tufuri.	cca. 160
Cretacic inf.	Alcamo	Hybla	Argile gri-verzi cu intercalații de calcare marnoase.	173
Jurassic sup.		Busambra	Calcare compacte cu intercalații de marne verzui și rare lentile de silix.	233
Jurassic sup. și mediu	Giardini		Calcare gri-verzui cu intercalații de silix, de radiolarite negre, marne roșii; cuprinde un interval de roci eruptive.	450
Liasic	Villagonia		Calcare fine, cenușii-verzi cu intercalații de marne, calcare marnoase și marne argiloase gri-verzui.	305
Liasic inf. — Triasic sup.	Streppe-nosa		Argile cenușii-negre compacte cu intercalații de calcare dolomitice cenușii.	417
Triasic	Taormina		Dolomite cristaline, uneori zaharoide, cenușii sau roșii, masive, cu fracturi și vacuole.	cca. 300

Provincia sud-orientală. Această provincie cuprinde Cîmpia Cataniei, grupul munților Iblei și platoul sud-oriental; caracteristic pentru ea se consideră că este profilul stratigrafic din zona Ragusa (tabelul 29).

Provincia este compartimentată într-o serie de blocuri tectonice limitate de falii normale, în general de direcție NE-SV, și după unii autori mai mult sau mai puțin ortogonale. Platoul calcaros care se întinde de la sud de Ragusa pînă la Augusta formează elementul structural cel mai frapant. În acest platou, limitat la vest de marele sistem de falii de la Cernise și la est de sistemul de falii Ispica și compartimentat de o altă serie de falii, se disting slabe ondulații, așa cum de exemplu este cuta anticlinală Ragusa. La nord de Platoul calcaros se află marele graben al Cîmpiei Cataniei, care se afundă, ceea ce explică grosimea considerabilă a depozitelor formațiunii Ribera, transgresivă peste o serie mezo-cainozoică.

Provincia centrală este cuprinsă între lanțul Munților Sicani și Platoul sud-oriental. În cuprinsul ei lipsesc aflorimentele mai vechi decît Miocenul inferior.

Din punct de vedere tectonic, caracterul frapant al acestei provincii este prezența unui important graben în zona centrală. În seriile terțiare au fost puse în evidență o serie de cute anticlinale de direcție NV-SE, NE-SV și E-V.

Provincia sud-occidentală cuprinde zona Menfi, cîmpiile Castelvetro și Mazzare și o porțiune din partea de sud a muntelui San Calogero di Sciacca.

Din punct de vedere tectonic, această provincie se caracterizează printr-o serie de blocuri tectonice delimitate de falii, vizibile în zonele ridicate (hors-turile Menfi, San Calogero di Sciacca), în timp ce în zonele afundate ele sînt acoperite de cuvertura depozitelor terțiare.

În Sicilia, unde sînt numeroase iviri de petrol, primele lucrări au fost făcute între anii 1901—1902, în apropiere de Nicosia și au constatat în 3 foraje de mică adîncime (78, 148 și respectiv 423 metri) și cîteva galerii, care au întîlnit numai urme de petrol și gaze. Unele slabe rezultate de producție s-au obținut din galeriile săpate în apropiere de Lercara și Bivona. Între anii 1923 și 1931 au fost făcute prospecțiuni gravimetrice și magnetometrice în cîmpiile Cataniei și de Vittoria.

Modeste rezultate de producție de petrol și de gaze au fost obținute în timpul războiului de la sondele forate în apropiere de ivirile de petrol de la Caltanissetta și Cerami. După anul 1949 s-au făcut prospecțiuni geologice și geofizice. În anul 1952 a fost descoperit un zăcămint de gaze în Cuaternarul Cîmpiei Cataniei, iar în anul 1953, pe baza prospecțiunilor gravimetrice și seismice, și a unor indicații date de forajele structurale și de fotogeologie, a fost fixată și s-a început forajul sondei 1 Ragusa, care a găsit petrol la adîncimea de 1 928 m în dolomitele formațiunii Taormina, fiind astfel prima sondă care a descoperit un zăcămint de petrol cu producție industrială în Sicilia. Ulterior au mai fost descoperite o serie de zăcăminte de gaze, gaze și gazolină și petrol, legate fie de nisipurile cuaternare (Catania, Cisina), fie de nisipurile miocene ale formațiunii „Teravecchia” (Bronte, Ena etc.) sau de gresile mio-oligocene ale formațiunii „Collesano” (Bronte, Gagliano), fie de dolomitele fisurate triasice ale formațiunii Taormina (Ragusa, Gela etc.).



Fig. 74. Structurile petrolifere și gazeifere din Sicilia:

1 — Mazara; 2 — Lippone; 3 — Cammarata; 4 — Gela; 5 — P. Dirillo; 6 — Ragusa; 7 — Cicina; 8 — Catania; 9 — Vasadonna; 10 — Bronte; 11 — Gagliano.

Din punct de vedere tectonic, structurile descoperite pînă în prezent în Sicilia sînt legate de cîte anticlinale compartimentate. Ca structuri tipice se pot menționa structurile Ragusa și Gela.

— *Structura Ragusa* (fig. 75) este un anticlinal de direcție NNE-SSV, compartimentat de o serie de falii. Rezervorul, format de dolomitele formațiunii Taormina, este acoperit de argilele formațiunii Streppenosa, în care sînt intercalații de dolomite. Porozitatea rezervorului este mică dar permeabilitatea este legată de un sistem complicat de fracturi. Zăcămintele sînt de tip masiv, limitele apă/petrol și petrol/gaze sînt tabulare. Gazele conțin 81,4% anhidridă carbonică, 11,1% metan, 2,5% azot, oxigen, hidrogen.

— *Structura Gela* este o cută anticlinală cu direcția NNE-SSV, compartimentată de o serie de falii. Forajele executate pe această structură au traversat sub succesiunea stratigrafică întîlnită pe structura Ragusa și formațiunile Gessoso-Solfifera și Ribera. În afară de dolomitele formațiunii Taormina, ce formează rezervorul, care atinge o grosime maximă productivă de 379 m, a fost întîlnit petrol și în calcarele dolomitice din partea inferioară a formațiunii Streppenosa. Zăcămintele acestei structuri sînt de tip masiv.

Producția cumulativă dată de structura Ragusa pe intervalul ianuarie 1955 — decembrie 1960 a fost de circa 6,1 milioane metri cubi, iar rezervele

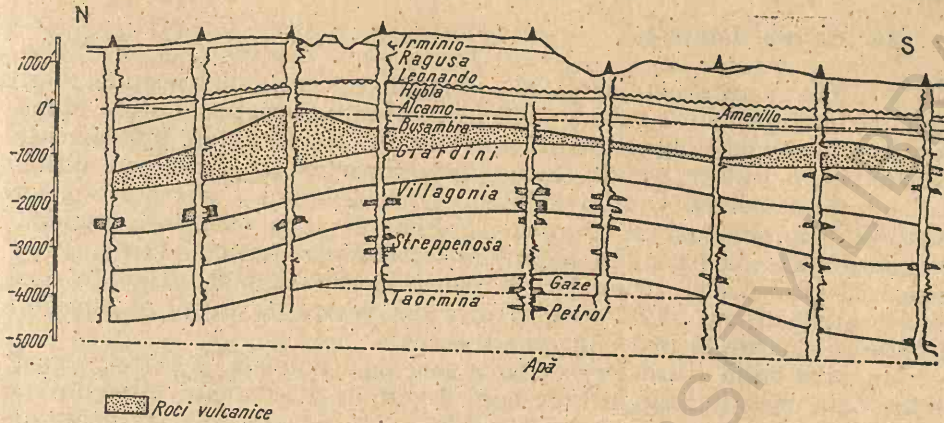


Fig. 75. Secțiune transversală prin structura Ragusa (după F. T. Kafka și R.K. Kirkbride, 1959).

evaluate în 1962 au fost de 24 milioane metri cubi. Pentru structura Sela, unde se exploatează un petrol cu greutate specifică mare, debitul mediu zilnic al unei sonde este de $180 \text{ m}^3/\text{zi}$, iar producția anuală atinge $500\,000 \text{ m}^3$.

În ceea ce privește zăcămintele de gaze, debitul mediu inițial al sondelor de la Catania a fost de, circa $6\,000 \text{ m}^3/\text{zi}$, iar producția cumulativă pe intervalul 1955—1960 a fost de circa 80 milioane m^3 , în timp ce o sondă de la Rizzo în anii 1958—1959 a produs $5,5$ milioane m^3 gaze.

În tabelul 30 se dau structurile descoperite pînă în prezent în Sicilia, obiectele de exploatare și adîncimea medie a sondelor.

Tabelul 30

Structurile petrolifere și gazeifere din Sicilia (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare				Adîncimea medie a sondelor m.
		Triasic	Paleogen	Miocen	Cuaternar	
Catania (g)	1952				+	500
Ragusa (p)	1953	+				1 525—4 550
Bronte (g; gz)	1955		+	+		1 440—4 850
Rizzo (g)	1956				+	930
Gela (p)	1956	+				3 670
Cisina (g)	1957				+	465—700
Noto (Rosolini) (p)	1957	+				2 640
Marinella (g)	1957				+	460
Enna (g)	1957			+		1 470
Ponte Dirillo (p)	1958	+				3 150
Lippone (g)	1958			+		600—2 580
Magara del Vallo (g)	1958			+		600—2 580
Cammarata (p)	1959	+				3 500
Gagliano (g; gz)	1960		+	+		2 980
Randazzo (g)	1965			+		3 030

p = petrol; g = gaze; gz = gazolină.

14. Bazinul Panonic

Acest bazin intramontan (fig. 32—10), format prin scufundarea unui masiv muntos, este mărginit la nord și nord-est de Munții Carpați, la est de Munții Apuseni, la sud de Munții Dinarici și la vest de Alpii Orientali. Fundamentul bazinului, probabil mai mult Precambrian și parțial Paleozoic, este înțilnit într-o serie de proeminente în sudul și vestul bazinului. Cuvertura este formată din depozite terțiare ce ating o grosime de circa 4 000 m în regiunile mai scufundate ale bazinului, în profilul acestora predominând seriile argilo-nisipoase. Principalele acumulări de petrol și gaze sînt localizate în complexul argilo-nisipos al Pliocenului și ca roci mame de petrol se consideră argilele de culoare închisă oligocene-miocene.

În acest bazin se cunosc o serie de zone de acumulare de petrol și gaze, dintre care unele pe marginea de nord, legate de discordanțe, altele în sud vestul bazinului, legate de brachianticlinale sau de ridicările îngropate ale fundamentului, iar altele, la sud de râul Sava, legate de anticlinalele frontale ale munților Dinarici. Bazinul Panonic ocupă Jugoslavia septentrională, aproape întreg teritoriul Ungariei, iar în est se întinde pe teritoriul României pînă la munții Apuseni.

Pe teritoriul Jugoslaviei, în Bazinul Panonic se cunosc numeroase indicații de petrol și gaze în Slovenia, în Croația, în Serbia și în Bosnia.

În Slovenia, indicații de petrol se cunosc la Selnica, Ormuz, Poganac, iar de gaze la Ludberg. În Croația, indicații de petrol se cunosc la Lipik, Bujavica, Paklenica, iar de gaze la Kloster Ivanic, Bregi, Sisak, Kutina, Novska. În Serbia se cunosc indicații de gaze la Jlok.

Primele cercetări în vederea descoperirii zăcămintelor de petrol și de gaze în Jugoslavia au început la Medimurge, în zona dintre râurile Mura și Drava, unde încă din anul 1788 se cunoașteau iviri de petrol, iar în anul 1856 se făceau exploatări prin puțuri de mică adîncime.

Primul foraj de exploatare s-a executat în anii 1884—1885 în nord vestul țării, în apropiere de Peklenica. Cam în același timp s-au făcut foraje și la Selnica, dar cu slabe rezultate de producție. Forajele executate ulterior au descoperit un petrol ușor, ceea ce a făcut ca în intervalul 1899—1905, numărul sondelor să ajungă la 31.

În urma rezultatelor obținute, au fost continuate lucrările de explorare de la Selnica și Peklenica și în regiunile imediat învecinate acestora, fără să se înregistreze însă rezultate impresionante de producție. Lucrări de explorare au fost făcute și pe structura Bujavica, unde încă din anul 1918, a fost descoperit primul zăcămint de gaze în Pliocenul inferior, la adîncimi cuprinse între 340 și 400 m. În prezent acest zăcămint, după ce a produs 42 milioane m³ gaze, este considerat ca epuizat. La începutul celui de-al doilea război mondial, producția anuală maximă dată de exploatările de la Selnica și Peklenica a atins circa 1 000 de tone.

În Bosnia, lucrările de explorare au început în apropiere de Tuzla, unde încă din 1898 au fost menționate iviri de petrol la Rosanj și mai tîrziu la

Mitrov Han. După o întrerupere destul de mare, lucrările de explorare au fost reluate în anul 1928 și în anul 1932 activitatea era concentrată pe structurile Jala-Pozărnică de la Dolovi. De pe structura Pozărnică s-au extras, în total, circa 1 000 t de petrol.

În perioada dintre cele două războaie mondiale și în timpul ultimului război, explorările făcute pe teritoriul Jugoslaviei au fost și mai reduse. Ele s-au făcut pe marginile zonelor muntoase din Croația și Slovenia, în general în apropierea ivirilor naturale de petrol și de gaze. Au fost executate foraje de explorare în apropiere de Marinovac, Ludberg, Sisak, Ivanic, Klostar, Posavski Bregi și Sedlarica.

Lucrări de explorare au fost făcute în apropiere de Bujavica, descoperindu-se gaze la Janja Lipa. În anul 1942, în apropiere de frontiera cu Ungaria, au fost descoperite gaze la Dolina, iar în anul 1943, s-au descoperit gaze și petrol la Petisovici. Lucrările de explorare din timpul războiului și câțiva ani după acesta s-au făcut pe baza prospecțiunilor geologice, a forajelor de mică adâncime și a prospecțiunilor gravimetrice.

În Bazinul Panonic de pe teritoriul Jugoslaviei, peste fundamentul format de șisturi cristaline, din Paleozoic sau Mezozoic, urmează Terțiarul al cărui profil stratigrafic sumar este dat în tabelul 31.

În perioada 1948 — 1955, majoritatea structurilor din acest bazin au fost descoperite pe baza prospecțiunilor gravimetrice; începînd din anul 1949 au fost făcute primele prospecțiuni seismice, datorită cărora au fost descoperite, pînă în prezent, cele mai multe structuri. Într-o măsură mai mică se fac și prospecțiuni magnetometrice și electrometrice.

Dacă în anul 1948 numărul total de metri foraj era de circa 20 000, din care forajul de explorare avea o pondere foarte mică, în anul 1962 numărul total de metri foraj era de peste 200 000, din care peste 80 000 au fost pentru explorare. Activitatea de foraj a cunoscut în continuare o creștere.

În Bazinul Panonic, 54% din structuri au fost descoperite pe baza prospecțiunilor seismice, 28% pe baza prospecțiunilor gravimetrice, 16% prin prospecțiuni geologice și 2% prin foraje structurale.

Structurile descoperite în Bazinul Panonic de pe teritoriul Jugoslaviei, în general, sînt legate de cîte anticlinale. Rocile magazin ale zăcămintelor descoperite pînă în prezent sînt formate din nisipuri, gresii, conglomerate, marne fracturate, calcare cu Lithothamnium sau șisturi cristaline alterate.

Ca roci mame de petrol sînt considerate șisturile bituminoase din Oligocen și Miocen; unii autori consideră că ar putea fi roci mame și stratele cu Valenciennesia din Panonian.

Zăcămintele sînt stratiforme boltite, slab compartimentate, stratiforme ecranate tectonic, stratigrafic și litologic, delimitate litologic și masive sau cu trecere spre zăcămintele masive.

În majoritatea zăcămintelor greutatea specifică a petrolului variază între 0,830 și 0,875, iar în unele structuri (Jermenovici, Sumecani) între 0,920—0,970.

Tabelul 31

Profilul stratigrafic sumar al Terțiarului din Bazinul Panonian de pe teritoriul Jugoslaviei

Eră Serie	Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic
Cuaternar		Loess, pietrișuri, nisipuri.
Pliocen	Levantin-Ponțian	Nisipuri și argile nisipoase cenușii-verzui (Strate cu Paludina).
	Pannonian	Marne nisipoase și argile nisipoase, lignit (Strate cu Congeria). Marne argiloase cenușii cu intercalații de nisipuri (Strate cu Valenciennesia).
Miocen	Sarmațian	Marne albe — în partea centrală a bazinului; calcare argiloase. Calcare, marne, nisipuri, conglomerate și argile bituminoase cu impresiuni de pești — în părțile marginale ale bazinului.
	Tortonian-Helvețian	Șisturi argiloase și marnoase, calcare cu Lithothamnium și gresii.
	Burdigalian	Gresii și conglomerate cu intercalații de tufuri; marne cenușii-verzui și bancuri de calcare.
Oligocen	Aquitanian	Marne și argile cu intercalații de tufuri (Strate de Soczka).
	Oligocen mediu	Marne fosilifere și șisturi bituminoase cu impresiuni de pești.
Discordanță		
Fundament	Depozite mezozoice și paleozoice și (sau) șisturi cristaline.	

În cele ce urmează se dă descrierea succintă a unor structuri din depresiunile Mura (structura Ferdinandovac), Drava (Sumecani, Mramor Brdô, Klostar, Dugo Selo, Stružec) și Banat (Velika Greda, Jermenovici, Boka, Kikinda, Mokini).

Depresiunea Mura — Structura Ferdinandovac, situată pe marginea de nord a depresiunii râului Drava, pe aceeași linie cu structurile gazeifere din Ungaria, — Heresznye și Babosa, este o cută anticlinală alungită, împărțită teritorial în două de frontiera ungaro-jugoslavă. Peste calcarele mezozoice, care nu au o dezvoltare continuă pe întreaga structură, stau depozitele mio-pliocene și pliocene, în general formate din gresii cu dezvoltare lenticulară, de care sînt legate obiectele de exploatare. În afară de petrol, se exploatează și gaze umede.

Depresiunea Drava — Structura Sumecani (fig. 76), legată de anomalia gravimetrică din zona de ridicare Kriz, este o cută anticlinală compar-

timentată, ale cărei obiecte de exploatare sînt legate de Miocen, Oligocen-Miocen precum și de rocile eruptive și metamorfice alterate ale fundamentului. Rezervoarele sînt formate din conglomerate, gresii și roci fracturate ale fundamentului paleozoic (fig. 77).

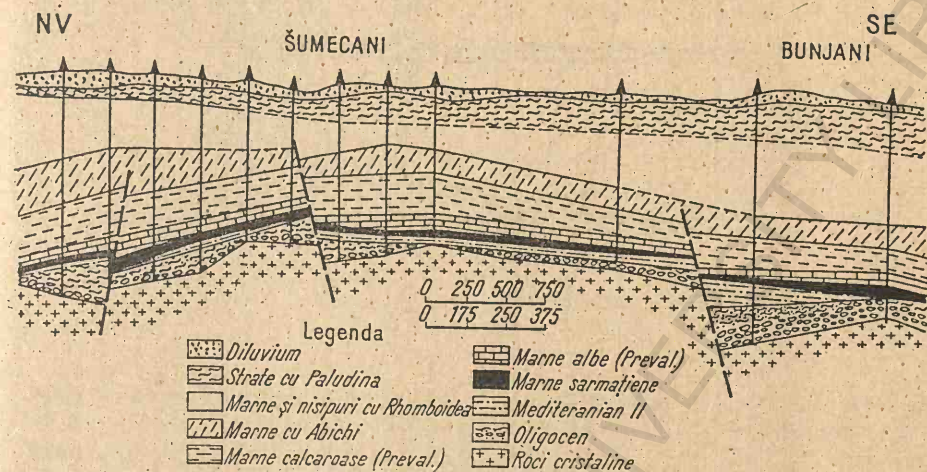


Fig. 76. Secțiune longitudinală prin structurile Șumećani și Bunjani (după S. Galović).

— *Structura Mramor. Brdo* (fig. 77), situată la circa 70 km sud-est de orașul Zagreb pe versantul nordic al depresiunii râului Sava, este o cută anticlinală faliată. Rocile magazin pliocene și mio-pliocene sînt formate din nisipuri, gresii și marne fracturate. Zăcămintele sînt stratiforme boltite compartimentate, ecranate tectonic și litologic.

— *Structura Kloštar* (fig. 78), situată la sud-est de orașul Zagreb, este legată de o ridicare de pe flancul de vest al mării structuri Kriz. Ea este compartimentată de un sistem de falii longitudinale și transversale în mai multe blocuri tectonice.

Peste fundamentul format din gnaise și granite urmează Miocenul și Pliocenul, iar în unele zone este întîlnit și Oligocenul. Orizonturile productive sînt cantonate în Pliocen (stratele cu Abichi), Mio-Pliocen, Miocen și în Oligocen-Miocen. În unele blocuri, petrolul este întîlnit și în roci eruptive și metamorfice alterate. Rocile magazin sînt formate din nisipuri, gresii, conglomerate, marne fracturate, depozite eruptive și metamorfice alterate.

— *Structura Dugo-Selo* (fig. 79), situată în apropiere de Zagreb, este o cută anticlinală legată de marea falie longitudinală de pe marginea nordică a depresiunii râului Sava. Deasupra Paleozoicului, format din șisturi sericitoase și cloritoase, urmează Pliocenul în care sînt mai multe orizonturi nisipoase și grezoase, de care sînt legate zăcămintele stratiforme boltite slab compartimentate, zăcămintele stratiforme ecranate tectonic și unele ecranate litologic.

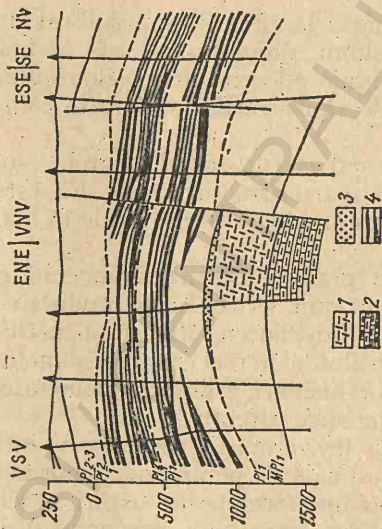


Fig. 77. Secțiune transversală prin structura Mramor—Brdo: (după Z. Bošković și I. Strajner):

1 — Strate cu *Prevalentnessia* (calcare marnoase Mio-pliocen); 2 — strate cu *Prevalentnessia* (marne calcareoase Mio-pliocen); 3 — conglomerate (Mio-pliocen); 4 — Pontian (marne cu serii nisipoase cu *Cardium abichi* și *Congeria rhomboides*).

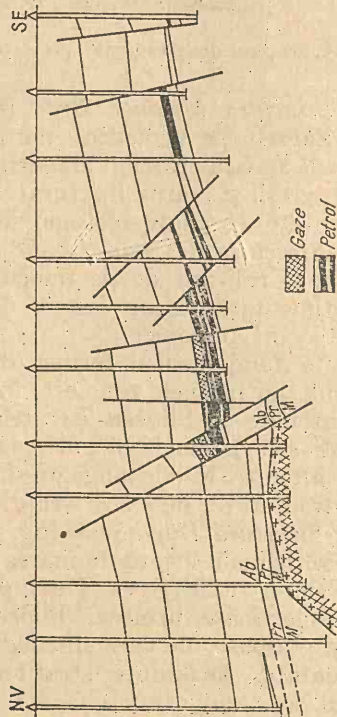


Fig. 78. Secțiune transversală (parțială) prin structura Kloštar (după P. Jovanić).

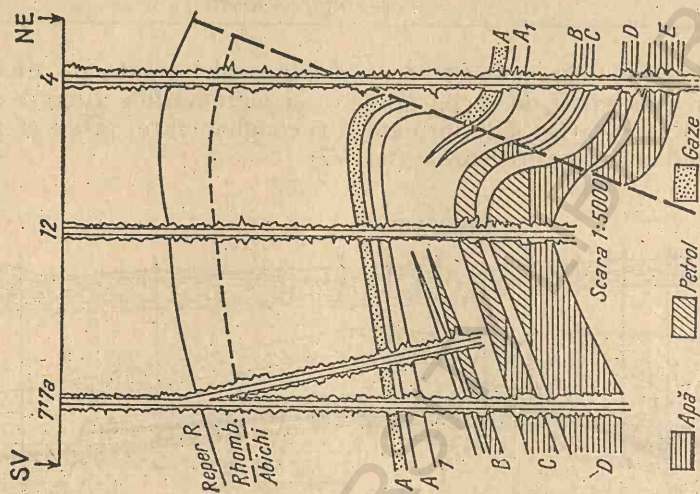


Fig. 79. Secțiune transversală prin structura Dugo-Selo (după B. Bebék).

— *Structura Stružec*, situată în partea centrală a depresiunii râului Sava, este o cută anticlinală alungită, faliată, ale cărei orizonturi productive situate în Pliocen sînt formate din nisipuri și gresii slab cimentate. Aceasta este în prezent cea mai mare structură petroliferă a Jugoslaviei.

Depresiunea Banatului — *Structura Velika Greda* (fig. 80) este o ridicare îngropată, compartimentată de o serie de falii, în care peste

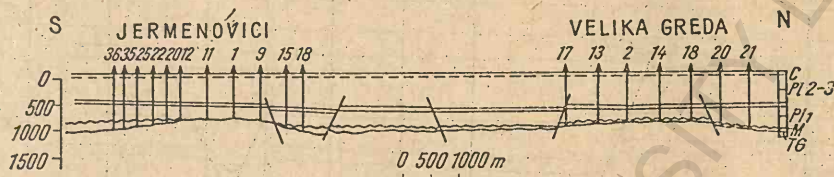


Fig. 80. Secțiune transversală prin structurile Velika Greda și Jermenovici (după J. Vojnović și D. Simin).

fundamentul Paleozoic repauzează Miocenul și Pliocenul și o pătură subțire de Cuaternar. Rocile magazin din Miocen (Sarmațian și Tortonian) sînt formate din nisipuri și gresii și parțial din depozitele eruptive și metamorfice alterate ale Paleozoicului. Structura Velika Greda este prima structură gazeiferă descoperită în Depresiunea Banatului.

— *Structura Jermenovici*, o ridicare îngropată și complicată din punct de vedere tectonic de o serie de falii care o compartimentează, este prima structură petroliferă descoperită în provincia Banat. Obiectele de exploatare sînt cantonate în Miocen (Tortonian), ale căror roci magazin sînt formate din nisipuri, nisipuri argiloase și gresii și în Paleozoic — formate din gnaise și roci bazice verzi, fracturate și fisurate. Zăcămintul din Miocen este de tip stratiform ecranat stratigrafic.

— *Structura Boka* (fig. 81) este o cută anticlinală slab boltită, compartimentată de falii în mai multe blocuri tectonice. Peste fundamentul format din depozite ale Paleozoicului superior și Cretacicului superior, urmează discordant Miocenul — reprezentat prin Tortonian și Sarmațian, deasupra căruia stau depozitele pliocene și în continuare cele cuaternare.

Obiectele de exploatare sînt cantonate în Tortonian, rocile magazin fiind reprezentate prin nisipuri, gresii și calcare cu Lithothamnium. Caracteristic pentru zăcămintul din Tortonian, de tip stratiform boltit, slab compartimentat, este presiunea mare de zăcămint, ce atinge 186 atmosfere.

— *Structura Kikinda*, situată la sud de orașul cu același nume, este o cută anticlinală, în care peste fundamentul format din șisturi cristaline paleozoice urmează Panonianul, Pontianul și Cuaternarul. Pe această structură au fost descoperite două zăcăminte de gaze și un zăcămint de petrol care se întinde aproape pe întreaga structură, fiind întâlnit în Pontian între 1 150 și 1 225 m adâncime. Obiectele de exploatare din Pontian au în unele

locuri o grosime de peste 50 m și sînt formate din nisipuri galbene-cenușii, a căror porozitate este de circa 33%.

Gaze se exploatează din șisturile cristaline fracturate ale fundamentului și din gresiile panoniene din partea de sud a structurii. Aceste obiecte de exploatare sînt situate la adîncimi cuprinse între 1 650 și 1 750 m.

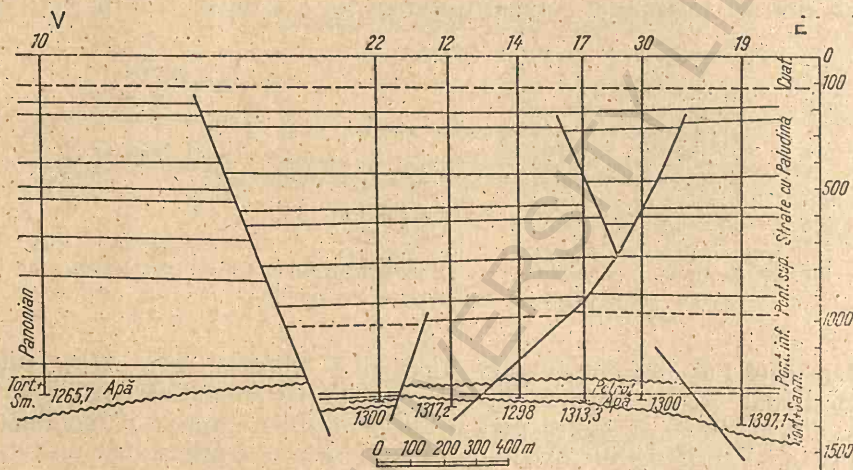


Fig. 81. Secțiune prin structura Boka (după D. Nikolić).

La nord de Kikinda s-au descoperit gaze pe structura Mokrin în Panonian, la adîncimile de 1915 și 1980 m și în șisturile cristaline alterate de la baza Panonianului.

În fig. 82 și tabelul 32 sînt date structurile petrolifere și gazeifere de pe teritoriul Jugoslaviei.

Pe teritoriul Ungariei, Bazinul Panonic este acoperit în cea mai mare parte de depozite pliocene. Depozitele miocene, oligocene, mezozoice și paleozoice sînt întîlnite pe întinderi mai mici și sînt răspîndite în nordul Cîmpiei Mari (Pusta Mare, din partea de est a Ungariei), în Transdanubia, în partea de vest a Ungariei (delimitată la nord de munții Bükk și Matra) și în vestul Cîmpiei Mici, ce se întinde la nord de Transdanubia. Primele informații cu privire la existența ivirilor de petrol sînt menționate în literatura de specialitate pe la mijlocul secolului trecut, în regiunea premontană a munților Bükk și Matra, la Recsk și Nagybatony. Gaze naturale cu un conținut de 60–90% metan au fost întîlnite în numeroase puțuri forate în Cîmpia Mare, în special la est de Tisa și în cîteva puțuri forate în Transdanubia. În perioada 1918–1921, pe baza informațiilor obținute în urma prospecțiunilor geologice, a început forajul de explorare pe structura Budafapuszta și cea mai adîncă sondă forată aici, la timpul respectiv, a atins adîncimea de 1737 m și a întîlnit numai manifestații neînsemnate de gaze. Din anul 1921 au început să



Fig. 82. Structurile petrolifere și gazeifere din Jugoslavia:

1 — Filovici; 2 — Dolina; 3 — Petiševici; 4 — Selnica; 5 — Peklenica; 6 — Cabuna; 7 — Dugo Selo; 8 — Kloštar; 9 — Šumecani; 10 — Bunjani; 11 — Stružec; 12 — Voloder; 13 — Mr. Brdo; 14 — Gojlo; 15 — Janja Lipa; 16 — Lovke; 17 — Boka; 18 — Vel Greda; 19 — Jermenovici; 20 — Jagnjedovac; 21 — Šandrovac; 22 — Ferdinandovac; 23 — Pitomača; 24 — Grad; 25 — Okoli; 26 — Lipovljani; 27 — Gojlo; 28 — Nova Gradiska; 29 — Becej; 30 — Mokrin; 31 — Kikinda; 32 — Konac; 33 — Melenci; 34 — Gospodinci; 35 — Elemir; 36 — Janošik; 37 — Plandište; 38 — Alibunar; 39 — Bujavica.

se facă lucrări de explorare la Hajduszoboszlo, dar fără rezultat. În urma prospecțiunilor gravimetrice, în anul 1936, pe structura Budafapuszta s-au mai forat noi sonde care au descoperit zăcămintele de petrol în Panonian. Explorările ce au urmat prospecțiunilor geofizice, în special gravimetrice și seismice, au dus la descoperirea de noi zăcămintele de petrol și gaze în formațiuni geologice mai vechi decât cele terțiare.

În anul 1958, forajul de explorare din raionul Silvad a dus la descoperirea de zăcămintele de petrol la adâncimea de 2 900 m. Rezultate bune au mai fost obținute în raioanele Tótkomlos și Pustafölver, unde au fost descoperite zăcămintele de gaze. În regiunea dintre Dunăre și Tisa, s-au descoperit zăcămintele de petrol în raionul Nady Köress.

În 1958, în Ungaria s-au forat, pentru explorare, 250 000 m, față de volumul forajului din anul 1955, când s-a forat 151 000 m. În urma forajelor făcute, s-au obținut date importante privind extinderea structurii Demjén,

Tabelul 32

Structurile petrolifere și gazeifere din Jugoslavia

Structurile	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare						Adâncimile între care sînt cu- prinse obiectele, de exploatare m
		Paleo- zoic	Mezo- zoic	Oligo- cen-Mio- cen	Miocen	Panno- nian	Pon- țian	
Peklenica (p)	1855						+	72—1 200
Selnica (p)	1855						+	133
Bujavica (g)	1918						+	340—400
Gojlo (g) (p)	1930						+	500
Dolina (g)	1942						+	1 280
Petisevici (p)	1943					+	+	1 300—2 600
Janja Lipa (g)	1944					+	+	400—800
Šumečani (p)	1948	+		+	+		+	450—740
Mramor Brdo (p)	1949				+	+	+	680—1 400
Velika Greda (g)	1949	+						920—970
Bunjani (p)	1950	+		+	+			1 000
Bečej (g)	1940				+			
Kloštar (p)	1951	+			+	+		750—1 500
Dugo Selo (p)	1952						+	600—1 100
Jermenovici (p)	1952	+			+			896—983
Lokve (p)	1953	+			+			
Boka (p)	1955				+			1 245—1 280
Filovci (p)	1955				+			1 750—2 000
Nova Gradiška (g)	1955						+	
Stružec (p)	1957						+	50—1 500
Cabuna (p)	1958				+			
Janošik (p)	1959				+			
Voloder (p)	1958					+	+	2 000
Pitomača (p)	1958				+	+		
Melenci (g)	1958		+					
Elemir (p)	1959	+			+	+		1 510—1 730
Fedinandovac (g) (p)	1959					+		1 700—2 100
Konac (g)	1959				+	+		
Kikinda (g) (p)	1959	+					+	1 650—1 750
Lipovljani (g) (p)	1960						+	800—1 400
Plandište (p)	1960				+			
Alibunar (g)	1961				+			
Jagnjedovac (p)	1961				+			
Mokrin (g)	1961					+		1 915—1 980
Šandrovac (p)	1962						+	
Ivanic Grad (p)	1962					+	+	
Okoli (g)	1962						+	
Komune (g) (p)	1962		+				+	
Gospodjinci (g)	1962	+						
Zutica (g)(p)	1966						+	

(g) = gaze (p) = petrol.

iar în raionul Fédémesz, pe flancul de nord al ridicării Bükk, a fost descoperit un zăcămint de gaze la adâncimea de 200—400 m, care dă o producție de 15—20 000 m³ pe zi.

Structurile petrolifere și gazeifere descoperite în Ungaria sînt situate în părțile de est, nord și sud-vest ale țării (fig. 83). Principalele structuri cu obiectele de exploatare respective sînt date în tabelul 33.

Rocile magazin ale zăcămintelor cuprinse în aceste structuri sînt formate din nisipuri, gresii, conglomerate, calcare sau dolomite. Rocile protectoare sînt formate din marne și argile marnoase. Roca mamă pentru zăcămintele din Panonian se consideră a fi marna din partea inferioară a acestui etaj. Pentru zăcămintele de petrol din formațiunile mai vechi sînt considerate roci mamă argilele din Oligocen, marnele din Cretacicul superior, iar pentru regiunea de la marginea Cîmpiei Mari și regiunea de la sud de Lacul Balaton se consideră că ar putea exista roci mame în Paleozoic. Zăcămintele din Ungaria sînt zăcămint stratiforme (ecranate stratigrafic, tectonic sau litologic), zăcămint masive și zăcămint delimitate litologic.

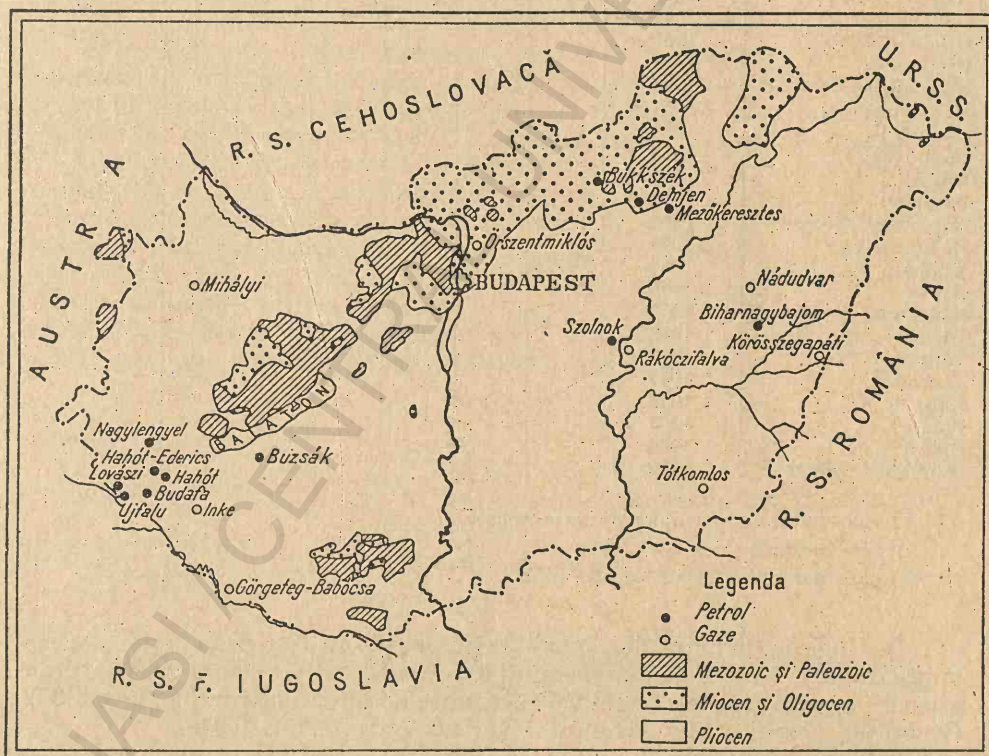


Fig. 83. Structurile petrolifere și gazeifere din R.P. Ungară (după G. Kertai).

Tabelul 33

Structurile petrolifere și gazeifere de pe teritoriul Ungariei (C. Beca)

Structurile	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare						Adâncimea medie a sondelor, m
		Triasic	Cretacic	Oligocen	Miocen	Tortonian	Pannonian	
Őrszentmiklós *)	1912			+				
Budafapuszta *)	1936						+	1 400
Inke **)	1936						+	
Búkkészék	1937			+				300
Lovászi *)	1940						+	1 600
Újfalú (superior)	1941						+	600
Hahót-Pusztászentlászló	1942	+				+		1500
Kővósszegapáti **)	1943				+			1100-1400
Hahót-Ederics. *)	1946						+	1 400
Biharnagybajom.)	1947				+			1 400
Hahót-Pöjtör	1948					+		
Budafa-Kiscsehi *)	1949						+	1 300
Újfalú (inferior) *)	1950						+	1 500
Újfalú Est	1951						+	
Nagy lengyel	1951	+	+			+		1 900-2 500
Mezőkeresztes *)	1951			+				1 400
Szolnok *)	1953						+	1 900
Nádudvar *)	1953						+	
Buzsák	1954					+		650
Demjén *)	1954			+				300
Görgeteg-Babócsa *)	1954					+		
Rákoczi falva **)	1954					+		
Kilimán **)	1954					+		
Bajsa	1956					+		
Nádudvar	1956						+	
Törtel	1956						+	
Tótkomlós *)	1957						+	
Tatárúles *)	1957						+	
Kaba *)	1957						+	
Bótsold	1961						+	
Ullés *) și *)	1962							2 000
Hajduszoboszló *)	1962							

*) gaze naturale în majoritate gaze bogate.

.) gaze naturale

**) gaze naturale asociate cu alte gaze.

În Ungaria, în afară de zăcămintele de petrol, au fost descoperite și zăcămintele de gaze. Unele zăcămintele conțin gaze bogate, altele conțin gaze naturale asociate cu alte gaze. Se cunosc și zăcămintele de bioxid de carbon (tabela 33). Greutățile specifice ale petrolurilor variază între 0,803—0,948.

Zăcămintele de CO₂ au fost descoperite la Mihályi, Püspökládány, Nagykorös.

Informații asupra stratigrafiei Bazinului Panonic de pe teritoriul R. P. Ungaria, privind regiunile acoperite numai de Pliocen și Cuaternar, au fost obținute prin foraje; descrierea sumară a formațiunilor geologice traversate de sonde este redată la prezentarea diferitelor structuri gazo-petrolifere din părțile de est, nord și sud vest ale țării.

Structura Körösszegapati a fost descoperită prin foraje executate pe baza indicațiilor prospecțiunilor gravimetrice făcute în anul 1941 și a celor seismice din 1943. Este situată la sud est de structura Biharragybayom, lângă frontiera cu Republica Socialistă România. Pe această structură, Paleozoicul inferior, întâlnit între 1530—1850 m, și reprezentat prin gnaise, amfibolite și micașisturi, formează o proeminență acoperită de conglomeratele formate din șisturi metamorfice, de calcarele și pietrișurile tortoniene, de calcarele și gresiile sarmațiene, deasupra cărora urmează argilele și nisipurile Panonianului, care formează o cută slab înclinată.

Pe această structură, în prezent aproape epuizată, gazele cantonate în conglomeratele Miocenului au un conținut de 26—30% metan și 70—73% bioxid de carbon.

Structura Biharnagybajom (fig. 84) situată în estul țării, la nord vest de Körösszegapati, a fost descoperită prin foraje, executate în anul 1947, pe baza datelor prospecțiunilor gravimetrice (1941) și seismice (1944). Prin foraje adânci de circa 110 m a fost pusă în evidență o proeminență, neegal dezvoltată, a Paleozoicului inferior, formată din micașisturi și șisturi cloritoase. Peste Paleozoic urmează un banc de conglomerate, gros de 20—30 m, care în partea de nord și sud a structurii este acoperit de un calcar cu Lithothamnium gros de 10—65 m și care suportă argilele, tufurile și argilele nisipoase miocene. Deasupra Miocenului, o cuvertură de Panonian inferior (500—600 m), reprezentat prin marne calcaroase și Panonian superior (400—500 m), reprezentat prin argile nisipoase și nisipuri ecranate litologic, formează o cută foarte slab înclinată. Zăcămintele de petrol cantonate în conglomeratele și nisipurile miocene sînt de tip stratiform, slab boltite.

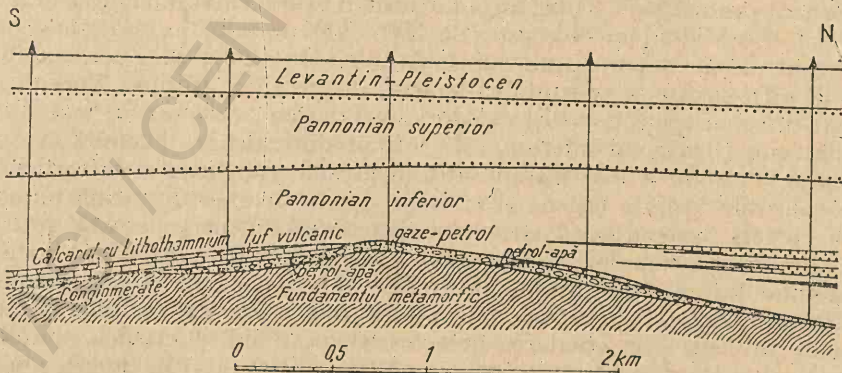


Fig. 84. Secțiune transversală prin structura Biharnagybojom (după L. Körössi, 1955).

Structura Mezökereştes (fig. 85), situată la sud est de structura Demjén, a fost prospectată prin foraje structurale de mică adâncime, în anul 1949. Structura este o cută anticlinală puternic faliată, compartimentată într-o serie de blocuri. Sondele amplasate pe Pleistocen au traversat Panonianul, Miocenul, Oligocenul și Eocenul, iar unele au atins și Triasicul.

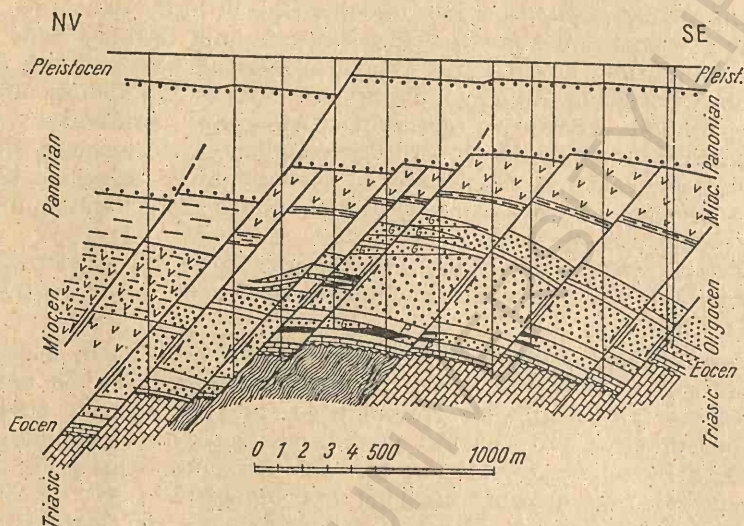


Fig. 85. Secțiune transversală prin structura Mezökereştes (după Gy. Balalogh, 1954).

Miocenul, Oligocenul și Eocenul. Unele sonde au trecut și în Triasic, iar altele au atins și fundamentul în zona centrală a structurii.

Panonianul, mai puțin faliat, formează o cuvertură ce acoperă Miocenul. Oligocenul prezent prin Rupelian și Lattorfian este format din marne argiloase și gresii. Rupelianul mediu, gros de 200–300 m, este format, în general, din gresii, ce au o porozitate cuprinsă între 16–20% și o permeabilitate 0,8–24 mD, și care se prezintă în bancuri de 2–15 m grosime. Eocenul este format din marne nisipoase și calcare, iar Triasicul, care uneori este întâlnit imediat sub Oligocenul inferior, este format din calcare, dolomite și marne argiloase. Petrolul a fost întâlnit atât în gresiile rupeliene și lattorfiene cât și în calcarele fisurate eocene și triasice, dar în acestea din urmă numai în unele blocuri din sud estul structurii. Interesantă pentru această structură este alternanța acumulărilor de petrol, gaze și bioxid de carbon, acesta din urmă fiind întâlnit întotdeauna în gresiile superioare sau în cele inferioare. Zăcămintele acestei structuri sînt stratiforme ecranate tectonic și unele ecranate litologic prin efalarea gresiilor Oligocenului. Tectonica complicată a structurii a făcut ca rezultatele de producție obținute să fie diferite; numai un număr mic de sonde au dat o producție industrială.

Structura Nagylengyel (fig. 86), situată la vest de Lacul Balaton și la nord de structura Hahót, a fost pusă în evidență în urma prospecțiunilor gravimetrice făcute în anul 1949. Forajele de explorare, începute în anul 1950, au descoperit zăcăminte de petrol în Mezozoic, la vest de o mare falie cu

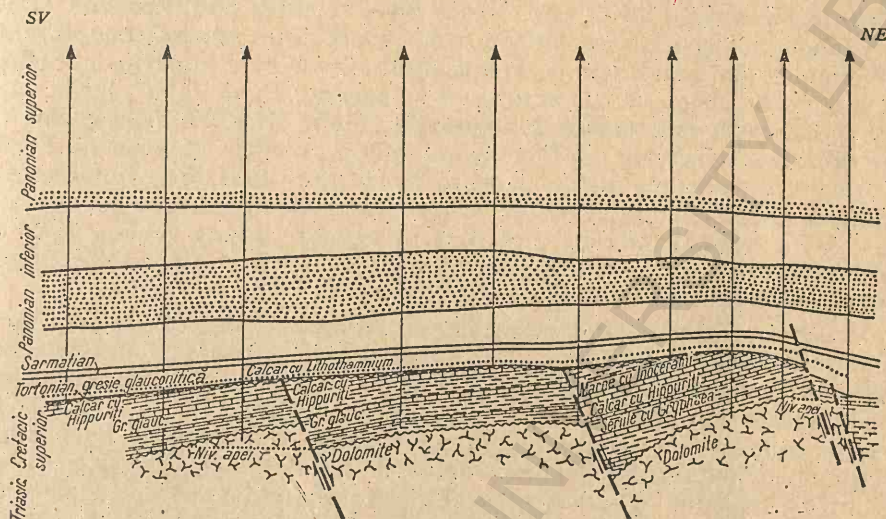


Fig. 86. Secțiune transversală prin structura Nagylengyel (după L. Dubay, 1956).

direcția nord-sud; exploatarea lor a început în anul 1951. Sondele de pe această structură au traversat o succesiune de la Panonian până la Mezozoic inclusiv. Panonianul și Sarmatianul sînt formate din nisipuri, gresii și argile nisipoase; Tortonianul în partea inferioară are ca reper stratigrafic un strat de gresie glauconitică sub care, în baza etajului, se află un calcar cu Lithothamnium gros de 10—20 m. Din Tortonian, sondele au intrat în Cretacicul superior, care pe flancuri este înțîlnit pe o grosime de circa 300 m și e format din marne, iar în părțile proeminente ale structurii lipsește. Sub această marnă, pe o grosime de circa 220 m, urmează calcarele cu Hippurites, din care se intră în marne, calcare și marne calcaroase, groase de circa 300 m, cunoscute sub numele de seriile cu Grifhaea. Sub Cretacic urmează Triasicul, caracterizat prin predominarea dolomitelor, care au o grosime de circa 200 m. În afară de falia principală, pe această structură mai sînt o serie de falii care compartimentează Mezozoicul într-o serie de blocuri, ale căror strate, în general, au înclinări de circa 10° — 20° spre sud vest. Unele falii au compartimentat și depozitele din baza Terțiarului, partea superioară a acestuia formînd o slabă cută. Pe această structură se cunosc diferite tipuri de zăcăminte. În partea de sud vest și nord vest a structurii sînt zăcămintele masive, localizate în dolomitele triasice. În partea ridicată a structurii, aceste calcare sînt fisurate și faliat și conțin numai apă. În Cretacic (calcarele cu Hippuriti)

și Tortonian (calcarele cu Lithothamnium), zăcămintele sînt de tip masiv, iar în gresia glauconitică din Tortonian zăcămintul este stratiform boltit. Forajele întîmpină dificultăți pe această structură în dreptul pînzei de apă, alimentată de izvoarele carstice, unde au loc pierderi ale fluidelor de foraj.

Structura Hahót-Ederics este situată în prelungirea nord-vestică a structurii Hahót. A fost pusă în evidență prin prospecțiuni gravimetrice, în anul 1946. Sondele sînt amplasate pe Panonianul inferior, care în partea lui inferioară are o serie nisipoasă cunoscută sub numele de „Seriă Tófej”, iar în baza o serie marnoasă, cunoscută sub numele de „Marna Hahót”. În regiunea de mare ridicare a structurii, din Panonianul inferior, sondele au intrat în diorite și porfirite, iar sondele de pe flancuri, în calcarul cu Lithothamnium din Tortonian, ce stă discordant peste diorite. În această structură se exploatează gaze din Panonianul inferior, cantonate în nisipuri situate la circa 1 300 m adîncime. Zăcămintele sînt de tip stratiform, ecranate litologic. Gazele exploatare conțin un procent de CO_2 și circa 10% azot.

Structura Hahót-Pusztaszentlászló este situată la nord est de cuta anticlinală Budafapuszta și a fost pusă în evidență prin prospecțiuni gravimetrice și seismice. Forajele de explorare, care au început în anul 1939, au întîlnit o proeminență formată din calcare și dolomite triasice, ce se scufundă în direcțiile est-vest sub depozitele terțiare. Sondele amplasate pe Panonianul superior au traversat Panonianul inferior și Sarmațianul, care acoperă pe flancuri Tortonianul — format din calcare cu Lithothamnium. În zona de ridicare a calcarelor și dolomitelor triasice, Tortonianul este foarte subțire și uneori chiar lipsește. La Pusztaszentlászló, sub Triasic au fost întîlnite diorite și porfirite. Cuvertura mio-pliocenă ca și proeminența de calcare sînt faliat și coboară în trepte. Zăcămintele, cantonate în calcarele fisurate triasice și în calcarele tortoniene, sînt de tip masiv, limita apă-petrol aflîndu-se la același nivel. Pe această structură ca și la Nagylengyel, pînza de apă este în legătură cu izvoarele carstice. În apropiere de Hahót la Kilimán, prin prospecțiuni gravimetrice și ulterior prin foraje a fost descoperită o structură care conține zăcămintele stratiforme ecranate litologic; din Panonianul superior se produce gaz metan asociat cu azot. La circa 4 km est de Hahót a fost descoperită o structură petroliferă la Hahót-Söjtör, unde se exploatează calcarele tortoniene.

Structura Lovászi (fig. 87), o cută anticlinală asimetrică cu flancurile compartimentate și cu înclinări de circa 15° , se află la granița de vest a țării, la nord de structura Budafapuszta și a fost pusă în evidență prin prospecțiuni gravimetrice în anul 1940. Sondele de explorare, care au atins adîncimi de 3 640 m, au traversat Panonianul, format din marne și marne nisipoase cu intercalații de gresii acvifere, pînă la adîncimea de circa 1 650 m, sub care, pe o grosime de circa 1 000 m, au întîlnit Sarmațianul, Tortonianul și Helvețianul, ultimele fiind formate din gresii, care predomină la partea superioară, și din marne argiloase și marne nisipoase, la partea inferioară. Obiectele de exploatare sînt cantonate în Panonianul inferior, între adîncimile 1 050—1 650 m. Au fost întîlnite și gaze în gresiile Sarmațianului.

În Panonianul inferior au fost individualizate 5 complexe, care de sus în jos, au următoarele numiri: 1) Complexul Páka; 2) Complexul Rátka superior, în care se găsesc zăcăminte ecranate litologic; 3) Complexul Rátka inferior; 4) Complexul Sziget; 5) Complexul Lovászi, care formează zăcăminte stratiforme boltite, stratiforme ecranate tectonic și ecranate litologic.

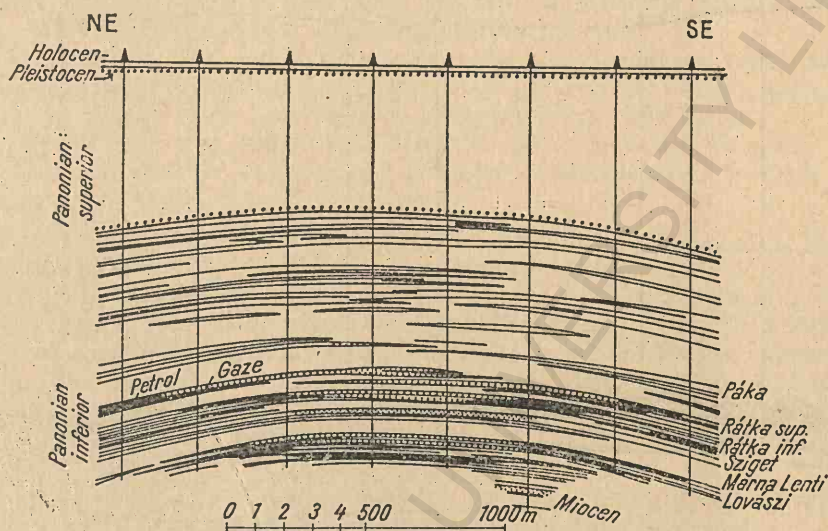


Fig. 87. Secțiune prin structura Lovászi (după K. Barnabás, 1942).

Cel mai important din punct de vedere al producției este Complexul Lovászi, bine separat de complexul Sziget printr-un pachet de marnă cunoscut sub numele de „Lenti”, groasă de 70–100 m. Porozitatea rocii magazin este de 7,4–28,6%, iar permeabilitatea este cuprinsă între 22–131 mD. Ca și pe structura Budafapuszta, distanța dintre sonde pe structura Lovászi este de 150 m și fiecare complex este exploatat separat. Suprafața productivă a acestei structuri are o lungime de circa 10 km și o lățime de circa 2 km.

Structura Budafapuszta-Kiscseki (fig. 88), o cută anticlinală situată la vest de lacul Balaton, a fost pusă în evidență în urma prospecțiunilor geologice și geofizice, în anul 1936. Pe această structură, la suprafață, înclinările stratelor sînt mici (2° – 3°), însă ele cresc cu adîncimea. Sondele de explorare, forate pînă la adîncimea de 1 500 m, au întîlnit Panonianul superior, gros de circa 700 m și format dintr-o alternanță de argile nisipoase și nisipuri, sub care urmează marne cenușii cu intercalații, din circa 50 în 50 de metri, cu bancuri de gresii, ce conțin urme de gaz metan și care aparțin Panonianului inferior, gros de 800–850 m. În Miocenul de sub Panonian, format din marne nisipoase și gresii marnoase, au fost întîlnite urme de hidrocarburi.

Din punct de vedere al exploatării, această structură, care local este întretăiată de falii, prezintă interes prin seriile nisipoase din baza Panonianului inferior, situate între 1 000 și 1 300 m adâncime și în care s-au individualizat 6 orizonturi cu petrol și gaze. În aceste serii nisipoase sînt două intercalații

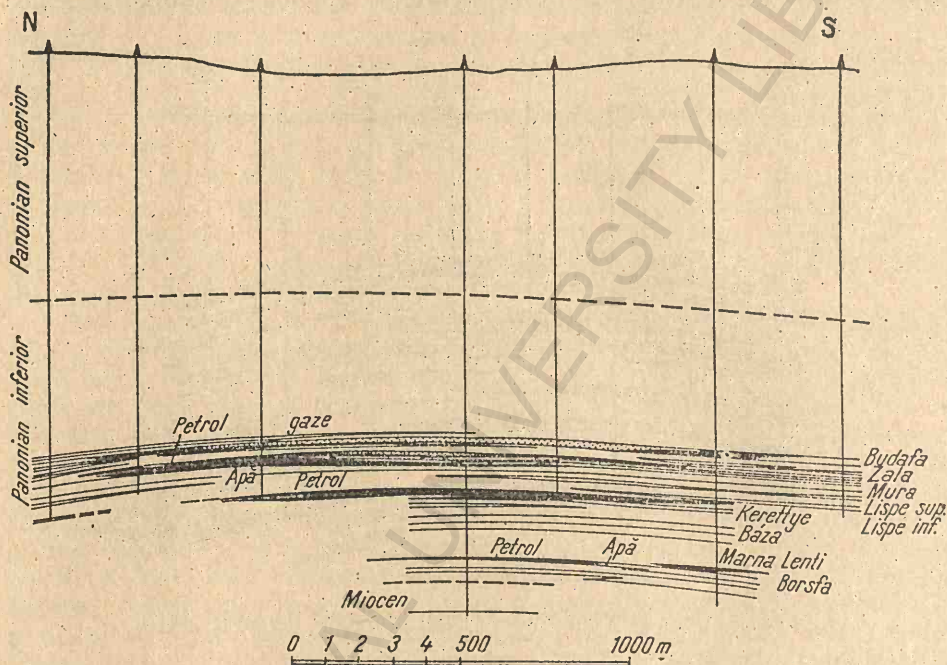


Fig. 88. Secțiune prin structura Budafapuszta (după K. Barnabas, 1942).

groase de marne: una la partea superioară (Lispe) și una la partea inferioară (Lenti). Orizonturile 3 și 4, numerotate de sus în jos, se află la partea inferioară a mării Lispe, iar orizontul 6 (Borsfa), care ca și primele este stratiform ecranat litologic și parțial delimitat litologic, se află situat sub marna Lenti.

Orizonturile Budafa (1) și Zala (2) sînt stratiforme boltite, parțial ecranate și delimitate litologic. Această serie nisipoasă a Panonianului inferior conține un orizont acvifer, așa numita gresia Mura. De asemenea mai multe strate de gresii acvifere sînt intercalate între orizonturile Kerettye (5) și Borsfa (6). În unele locuri, stratele acvifere sînt în contact cu orizontul 6. Roca magazin de pe această structură are o porozitate de 17,8—24,8% și o permeabilitate de 90—118 mD. La vest de Budafapuszta, la Kiscsechi, în seriile nisipoase ale Panonianului inferior sînt foarte frecvente lentilele de nisipuri.

În afară de structurile petrolifere și gazeifere menționate în tabela 33, importante structuri petrolifere au fost puse în exploatare în anul 1959 în apropiere de Szolnok, iar în anul 1961 au fost descoperite noi structuri gazeifere în estul țării, în regiunile Debrecen și Orosháza. Un an mai târziu, în sud estul țării, lângă Szeged a fost descoperită structura gazo-petroliferă Ullés, ale cărei rezerve de gaze au fost estimate la 980 mil. m³. În același an a fost descoperită, la 70 km de Budapesta, structura gazeiferă Hajduszoboszló, ale cărei rezerve de gaze au fost estimate la 19 600 mil. m³.

În anul 1963, au fost forate și puse în exploatare 6 sonde în sudul țării, în districtul Somogy în apropierea frontierei cu Jugoslavia, primele care au descoperit și zăcămintele de gaze în zona Babócsa-Vizvár Heresznye.

În prezent cele mai importante structuri petrolifere din Ungaria, în ordinea importanței sînt: Nagylengyel, Demjén, Pustaföldvár, Szolnok și Nagykörös.

Pe teritoriul României, Bazinul Panonic ocupă partea de vest a țării întinzîndu-se pînă în Carpații Meridionali și Munții Apuseni, unde în cea mai mare parte este acoperit de depozite cuaternare. În nord ocupă Depresiunea Maramureșului. În partea de vest a sectorului românesc al Bazinului Panonic, informații asupra succesiunii depozitelor sedimentare au fost obținute din sonde. În sud, în Banat, peste fundamentul cristalin, care este străbătut de roci eruptive, stă Miocenul, reprezentat prin Helvețian, Tortonian sau Sarmațian; uneori este întîlnit Panonianul, așezat direct pe fundamentul cristalin.

La sud de Baia Mare, peste fundament, a fost întîlnit Eocenul și Oligocenul, iar în regiunea Careii Mari-Satu Mare a fost întîlnit Oligocenul.

Miocenul este reprezentat prin Tortonian și Sarmațian. Helvețianul n-a fost dovedit cu certitudine. În sud, în apropierea frontierei cu Jugoslavia, din Panonian sondele au intrat într-un complex gros de circa 400 m, format din marne grezoase roșii cu intercalații de gresii roșii cărămizii, uneori conglomeratice, considerate de unii autori a fi Helvețian inferior. Tortonianul și îndeosebi Sarmațianul și Pliocenul au fost identificate pe mai multe structuri (vezi profilul stratigrafic sumar). Toate etajele Pliocenului se consideră identificate în regiunea Derna. În restul depresiunii, ele sînt grupate în două complexe: Panonian inferior, complex predominant marnos și Panonian superior, predominant nisipos.

Pe ridicările cristalinului, îngropate sub depozitele terțiare și puse în evidență prin prospecțiuni magnetometrice și gravimetrice, s-au format ridicări cu bolte foarte largi și flancuri slab înclinate, pe care se efilează Oligocenul și Miocenul inferior. În seriile traversate de foraje nu s-au găsit roci cu caractere de roci mame propriu-zise. Se poate presupune că hidrocarburile, în special gazul metan, au fost generate (ca și în Bazinul Transilvaniei) de substanțele organice bituminizate din Sarmațian și eventual din Panonianul inferior, unde ele sînt în cantități mari și chiar din formațiuni mai vechi. De asemenea, s-ar putea presupune că gazele întîlnite în unele foraje ar putea proveni și în urma unui proces de distilare a petrolului cantonat

Tabelul 34

**Profilul stratigrafic sumar al Mezozoicului și Neogenului din Bazinul
Panonic din România**

Eră, sistem, serie	Serie, etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea (m), Observații
Cuaternar		Depozite aluvionare	
Pliocen	Levantin	Pietrișuri și nisipuri cu strati- ficație încrucișată, cu inter- calații de marne.	2 100 m pe structura Foeni; 1780—2 070 m pe structurile Giulvăz și Tere- mia; 700—1 000 m pe structura Mora- vița; 1230—3080m pe structura Socod- or-Chișineu-Criș;
	Dacian	Nisipuri cu intercalații de argile, marne și strate de lignit, groase de 1—5 m.	780—1 830 la Derna; 1 400—1 500 m la Satu Mare;
	Pontian	Alternanță de argile, marne și nisipuri cenușii, uneori conglo- meratice, cu resturi de plante.	80—140 la Zalău.
	Meotian	Marne și nisipuri grosiere.	
Miocen	Sarmațian	Alternanță de marne și argile fosilifere cu gresii și nisipuri. Local intercalații de strate de lignit groase de circa 1,5 m. Pietrișuri, calcare, conglomerate, intercalații de tufuri dacitice și gipsuri.	Peste 2 000 m la sud de Derna; peste 300 m în regiunea Satu Mare; 150 m în zona Socod- or-Chișineu-Criș. Lip- sește în partea de sud, în unele zone de ridicare a funda- mentului.
	Tortonian	Calcare cu Lithothamnium, tu- furi dacitice, marne cu con- crețiuni de pirită, gipsuri, con- glomerate, pietrișuri.	Între 80—750
	Helvețian (?)	Marne grezoase roșietice sau negricioase cu intercalații de gresii roșietice, uneori conglo- meratice. Rare resturi cărbunoase.	circa 400
Paleogen	Oligocen	Gresii silicioase dure, roșietice și marne cenușii-cafenii.	
	Eocen	Marne, argile vârgate, gresii, calcare.	
Mezozoic	Cretacic superior	Gresii calcaroase marnoase cu vine de calcit, în alternanță cu marno-argile șistoase, brecciate.	
	Jurasic (?) Triasic (?)	Gresii silicioase conglomeratice. Dolomite	

Fundamentul cristalin.

în adâncime, sub influența temperaturii ridicate degajate de fundamentul cristalin. Această ultimă ipoteză este sugerată de faptul că fluidul de foraj de la sondele adânci are o temperatură foarte mare când ajunge la suprafață.

Rocile magazin sînt formate din nisipuri, nisipuri grosiere, uneori pietrișuri (Suplacul de Barcău), iar în Sarmațian și din calcare cavernoase. Rocile protectoare sînt formate de intercalațiile marno-argiloase, din Oligocen, din Miocen și din Panonian. Nu se exclude posibilitatea să existe acumulări de hidrocarburi și în Oligocenul și Miocenul inferior pe flancurile ridicărilor, unde ar putea exista capcane stratigrafice legate de discordanțe sau de efilări.

În Sarmațian și în Panonian pot fi întîlnite capcane stratiforme slab boltite, sau capcane tectonice legate de fracturile ce limitează horsturile fundamentului.

Au fost forate sonde la Utvin, Deta, Foeni, Giulvăz, Moravița, Socodor-Chișineu Criș, Derna, Suplacul de Barcău și în nord la Careii Mari, dintre care unele au fost cu indicații. Adîncimile sondelor variază de la 70 la 160 m (la Suplacul de Barcău), la peste 2 000 m în partea de nord a bazinului.

Probele de producție făcute la sondele de pe structurile Socodor-Chișineu Criș, Derna au arătat în Panonian mici cantități de gaze cu foarte puțină gazolină. Gazele conțin uneori CO_2 (Socodor). În cantități mici, au fost întîlnite gaze și în Panonianul din regiunea Deta și Tinca. Producție de petrol s-a obținut de la Suplacul de Barcău.

În *Depresiunea Maramureșului*, considerată ca o ramificație a Bazinului Panonian peste fundamentul cristalin compartimentat în blocuri ridicate și scufundate, seria sedimentară începe cu Jurasicul superior (Tithonic), peste care urmează transgresiv Cenomanianul format din gresii și conglomerate și apoi Senonianul format din marne roșii, cenușii-verzui. Peste Cretacic urmează Paleogenul, format din Eocen și Oligocen, acestea din urmă avînd o grosime de circa 5 000 m.

Eocenul, care prezintă mari variații laterale de facies, este format din conglomerate, calcare cu nummuliți, gresii cu intercalații din marne și argile. Oligocenul, care apare pe o mare suprafață, poate fi urmărit bine la nord de valea Vișeuului.

Oligocenul prezintă următoarea succesiune: peste marno-calcarele eocene, Oligocenul începe cu marne și argile cenușii închise și negre, bituminoase, cu intercalații de menilite și disodile, acestea din urmă fiind mai rare. Această succesiune este cunoscută sub numele de Seria bituminoasă inferioară, deasupra căreia urmează Seria marnelor de Valea Vinului, formată din marne cenușii, verzi, cu rare intercalații de gresii curbicorticeale. Pe structura Săcel aceste două serii au fost identificate sub numele de Seria de Valea Carelor, formată din argile cenușii închise, puternic tectonizate, în care sînt fragmente de gresii calcaroase cu frecvente vine de calcit.

Peste Seria marnelor de Valea Vinului urmează Seria gresiei de Scărișoara, formată din bancuri de 0,50—12 m, de gresii miocene cu intercalații de marne. Normal peste această serie urmează Seria bituminoasă superioară formată din argile negre bituminoase, sisturi disodilice și menilitice, iar către

partea superioară, din marne brune, dure, bituminoase, în care sînt intercalații de gresii de tipul celor de Borșa. Seria gresiei de Borșa, care urmează, este formată din bancuri groase de 0,20—8 m. Gresia de Borșa este o gresie calcareoasă, cenușie, gălbuie, puternic cimentată, cu urme de plante și hieroglife și intercalații subțiri de argile și marne cenușii închise, verzui și marne bituminoase. Grosimea vizibilă a gresiei de Borșa este de 100—200 m.

În Oligocen sînt cuprinse și roca mamă, reprezentată prin șisturi disodilice și menilitice, și roca magazin, reprezentată prin gresia de Borșa, stratiformă sau lenticulară, puternic cimentată și slab permeabilă. Rocile protectoare sînt intercalațiile de marne și argile din gresia de Borșa. Zăcămintele de petrol sînt primare, de tip stratiform, ecranate de falii și sînt legate de cute anticlinale sau de cute falii puternic fracturate, care s-au format în urma mișcărilor de la sfîrșitul Paleogenului.

Neogenul este reprezentat prin Tortonian, Sarmațian și Pliocen.

Tortonianul este format din tufuri dacitice și marne tufacee cu globigerine, deasupra cărora urmează un orizont cu sare și în continuare Orizontul șisturilor cu radiolari și cel al Marnelor cu *Spiralis*. Sarmațianul este format din marne, nisipuri și gresii cu rare intercalații de conglomerate și este bine dezvoltat în partea de nord, unde are circa 1000 m grosime. Pliocenul, dezvoltat în partea de nord și centrală a depresiunii, este format din marne fosilifere cu intercalații de nisipuri și uneori de cărbuni.

Între Valea Vișeuului și Valea Botizei au fost identificate cute anticlinale de direcție E—V, foarte compartimentate de falii transversale, care în general deplasează axa cutelor spre sud.

Indicații de petrol se cunosc de multă vreme pe Valea Izei. În literatură, prima mențiune asupra unui izvor sărat, iodurat, care conține și petrol, datează din anul 1839. În anul 1870, localnicii extrăgeau prin puțuri pînă la 300 kg petrol, pe zi, iar în anii 1893—1900 s-au săpat primele sonde la Săcel, adînci de 155—655 m.

O activitate de explorare mai amănunțită a fost reluată în 1950. Rezultatele obținute sînt slabe, din cauza permeabilității scăzute a gresiei de Borșa, care formează obiectul de exploatare pe structurile vechi.

Structura Săcel, situată în sud-estul Depresiunii Maramureșului, din punct de vedere tectonic este o cută anticlinală de direcție E-V, ce se întinde de la Valea Carelor, în est, pînă în Dealul Căpățînii, în vest. Axa cutei este compartimentată de falii transversale, care au împins treptat axa spre sud. La vest de Dealul Căpățînii, anticlinalul este compartimentat de o falie transversală, la vest de care a fost greu precizată prin cartări direcția axei. În spre est de Valea Carelor, axa este iarăși tăiată brusc de o falie transversală, dincolo de care este de asemenea greu de precizat direcția ei. Este posibil ca axa să fi fost împinsă spre sud și prinsă sub falia Dragoș Vodă, de direcție E-V, ce trece la sud de structură. Forajele de pe această structură, amplasate pe gresia de Borșa, care apare aproape pe toată întinderea structurii, sub aceste gresii, au întîlnit seria bituminoasă, împreună cu seria de Valea Carelor,

puternic tectonizată. Seria de Valea Carelor este echivalentă cu Seria bituminoasă inferioară și cu marnele de Valea Vinului.

Obiectul de exploatare îl formează gresia de Borșa. Zăcămintul este stratiform boltit, ecranat de falii.

15. Bazinul Transilvaniei

Acest bazin gazeifer intramontan (fig. 32—77), cuprins între Carpații Orientali, Carpații Meridionali și Munții Apuseni, Lăpușului și Rodnei s-a format prin scufundarea la sfârșitul Cretacicului a unui relief cristalinomesozoic.

Fundamentul bazinului, întâlnit pe bordură, este format din șisturile cristaline ale Carpaților Meridionali, munților Apuseni, Lăpușului și Rodnei. În interiorul bazinului, la Pogăceaua, el este format din calcare cristaline și cuarțite, iar la Urca și Agnita din dolomite triasice de tip carpatic. Relieful fundamentului se prezintă accidentat. În adâncime se consideră existența mai multor zone ridicate de șisturi cristaline, mărginite de depresiuni umplute cu depozite sedimentare de grosimi și vîrstă diferite.

Peste fundament urmează depozitele terțiare, care în părțile cele mai scufundate ale bazinului ating peste 6 000 m grosime.

Cea mai veche formațiune sedimentară din bazin în afară de cîteva pete de Cretacic și Jurasic, aparține Danianului.

Profilul stratigrafic sumar al depozitelor sedimentare din Bazinul Transilvaniei, este dat în tabela 35.

Tectonica bazinului este diferită de la exterior la interior. Pe cadrul muntos al bazinului se reazimă strate neogene ce formează o bordură necutată sau slab cutată care, în general, înclină slab înspre centrul bazinului. Această bordură este evidentă în părțile de sud, vest și de nord ale bazinului. În interiorul acestei borduri se află o serie de cute diapire, dispuse ca un lanț, ce se poate urmări pe linia Dej-Beclean-Sovata-Praid-Lueta-Mercheașă-Ocna Mureș-Ocișoara-Ocna Sibiului. În interiorul lanțului cutelor diapire se află cuveta propriu-zisă, cu domuri și brachianticinale.

Un sinclinal major periferic în vest și unul în est separă cuveta cu domuri și brachianticinale de zona cutelor, în două mari regiuni de domuri.

După altitudine și după gradul de eroziune, domurile și brachianticinalele au fost împărțite în grupuri, separate între ele de sinclinale majore; în cadrul fiecărui grup, sinclinale minore înconjură cupolele de gaze ale fiecărui dom care, în general, au flancurile slab înclinate ($4-10^\circ$), cu unele excepții, ca de exemplu domurile Singer, Ulieș, Zaul de Cîmpie.

În general, domurile din partea de nord a cuvetei au axa orientată pe direcția NV—SE, cele din zona centrală au axa orientată aproximativ pe direcția E—V, iar cele din partea de sud și de est a cuvetei au axa orientată, în general, pe direcția N—S. Unele domuri sînt asimetrice, la un număr mare de domuri axa la diferite orizonturi fiind deplasată în adâncime de la verticală.

Domurile au fost puse în evidență atît prin prospecțiuni geologice, cît și prin prospecțiuni geofizice. În general, ele corespund unor zone de minim

Tabelul 35

Stratigrafia formațiunilor sedimentare din Bazinul Transilvaniei (Completat de C. Beca)

Serie, etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosime, m, Observații
Pliocen	Alternanță de marne și nisipuri cu rare și subțiri intercalații de tufuri andezitice. În bază, într-un pachet de marne sistoase bituminoase este intercalat tuful de Bazna.	Circa 600—900. După continuitatea de sedimentare dintre depozitele sarmațiene și cele panoniene, ca și după prezența unei microfaune meoțiene deasupra tufului de Bazna se poate considera că sînt depozite meoțiene și în continuare și depozite pontiene, identificate faunistic.
Sarmațian	Marne cu intercalații de nisipuri și strate subțiri de calcare. Alternanță de marne, nisipuri și tufuri dacitice, marne cenușii și nisipuri cu intercalații de calcare dolomitice la partea superioară și de tufuri, la partea inferioară. Tuful de Sărmășel. Marne cu intercalații de nisipuri. Tuful de Urca. Nisipuri. Marne cenușii compacte. Nisipuri cu intercalații de marnă; în bază tuful de Ghiriș.	Circa 1 160. Dezvoltat pe o mare parte din suprafața bazinului. În regiunea de nord, sud și sud-est, în Sarmațian se menționează local și conglomerate, iar în regiunile Cojocna-Turda-Aiud și Ocnișoara-Blaj, gresii dure. Grosimea maximă circa 1 500 m în regiunea Sighișoara—Bălăușoi
Buglovian	Este cuprins între tuful de Ghiriș și prima apariție a lui <i>Spirialis subtarcanensis</i> , fiind format dintr-o alternanță de nisipuri și marne nisipoase cu intercalații de marne compacte și sporadic de gresii curbicorticeale. La circa 240 m sub tuful de Ghiriș, este tuful de Hădăreni.	Circa 700. Ocupă o mare suprafață în regiunea de nord a bazinului. În regiunea de nord vest cuprinde și concrețiunii grezoase iar în regiunea Ocnișoara-Blaj, în acest etaj apar și concrețiuni calcaroase foarte dure. Grosimea maximă circa 1 000 m în regiunea Mica—Singeorgiu de Pădure
Tortonian	Nisipuri și marne nisipoase cu <i>Spirialis</i> . Șisturi argiloase brune-negricioase cu radiolari.	Circa 300. Bine dezvoltat pe bordura de vest, Tortonianul este reprezentat prin trunfacies litoral detritic, caracterizat prin pietrișuri și conglomerate, un facies litoral recifal reprezentat prin calcare cu <i>Lithothamnium</i> și cal-

Tabelul 35 (continuare)

Serie, etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m Observații
Tortonian	Orizontul sării	Grosimea ori- zontului sării, întilnit prin foraje, este de : -534 m la Sin- miclăuș; -430 m la Un- guraș; -321 m la Copșa Mică; -283 m la Brătei; -106 m la Mica; -50 m la Pogă- cea. care coraligene, un facies lagunar cu gips și sare și un facies neritic re- prezentat prin mar- ne, argile plastice nisipoase și gresii calcaroase. În re- giunea de sud-vest se menționează cal- care albe dure. În regiunea de sud a a bazinului, Tor- tonianul se ca- racterizează prin conglomerate gro- siere în alternanță cu conglomerate mai mărunte. De masele de sare din Tortonian este lega- tă boltirea depozi- telor neogene de deasupra ei.
	Tuful de Dej	Grosimi : 30—40 m în reg. Dej; 150 m în sud- estul bazinului; 1—10 m în reg. Cluj.
Helvețian și Burdigalian	Alternanță de marne și argile, nisipuri pietrișuri și conglomerate care re- prezintă Burdigalianul superior și Helvețianul (Stratele de Hidalaș). Conglomerate cu faună burdig- aliană, dezvoltate local (Stratele de Coruș).	Bine dezvoltat în nord-vestul și vestul bazinului (200—2 500 m). Pe bordura sud estică Miocenul inferi- or este reprezentat prin Burdiga- lian, format din conglomerate. Helvețianul întilnit în sonde la Su- cutard, Sic, Ruși, Criș, Sinmiclăuș, Tăuini, iar Burdigalianul în sonde la Urca, Sic.
Aquitanian	Gresii, argile vărgate și cărbuni, în nord-vestul bazinului, iar în nord gresii albe și pietrișuri cuarțitice (stratele de Sin Mihai).	
Oligocen	Stratele de Valea Alma- șului. Gresie masivă albă, caoli- noasă (gresia de Var), gresii. Stratele de Tic. Alternanță de argile roșii, verzui, cu intercalații de nisipuri, gresii și cărbuni, echi- valente în reg. Jibou cu stratele de Ileanda Mare formate din sisturi di- sodilice, în baza cărora este un banc de marne bituminoase. Stratele de Tic au o grosime de circa 200 m.	Grosimea Oligocenului, care apare la zi pe bordura nord vestică și nordică a bazinului, crește înspre estul bazinului, ajungând la 2 000 m în regiunea văii Sălăuța și la circa 4 000 m în regiunea Bistrița. El mai este semnalat și în alte zone. Întilnit de un foraj la Stănceni pe o grosime de 200 m, este format din marne cenușii, gresii marnoase și intercalații de marno-calcare.

Tabelul 35 (continuare)

Serie, etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m Observații
Oligocen	Stratele de Mera. Alternanță de marne și argile verzui nisipoase, gresii calcaroase, calcare grosiere. Au o grosime de circa 20 m. Stratele de Hoia nu reprezintă decît o variație laterală de facies recifal a acestor strate. În regiunea Jibou aceste strate sînt formate, în bază, din șisturi argiloase, calcare marnoase, marne și intercalații de cărbuni (Stratele de Curtuius), iar la partea superioară din marne și calcare organogene (Stratele de Ciocmani).	
Eocen	<i>Seria marină superioară</i> Stratele de Cluj: calcare cu intercalații, la partea inferioară, de lentile de gips. Marne cu Nummulites fabiani ce au o grosime de 1—10 m. Marne cu Briozoare, a căror grosime este de 50 m. <i>Seria marină inferioară</i> Calcar grosier inferior, gros de 6—12 m, în sud, înlocuit lateral, înspre nord, prin gresii groase de 20 m (gresia de Racoti). Orizontul cu Nummulites perforatus gros de 1—3 m. Orizontul gipsurilor inferioare și al marno-calcarelor, gros de 30 m în reg. Cluj și de 70 m în reg. Jibou.	În regiunea Jibou și la nord de ea seria marină superioară este predominant calcaroasă. Eocenul a fost întîlnit prin unele foraje, la Copșa Mică și Brătei (la 3 351 m), sub Tortonianul cu sare, iar la Mica, la adîncimea de 3 918 m, tot sub Tortonian.
Paleocen și Danian	Argile vîrgate (seria inferioară) și soluri lateritice.	În nord vestul și nordul bazinului, în reg. Jibou seria argilelor vîrgate are o grosime de peste 1 700 m și este formată dintr-un orizont roșu de circa 1000 m grosime, un orizont de calcare de apă dulce de circa 400 m, iar în partea superioară este un orizont vîrgat gros tot de 400 m. În regiunea Cluj, seria argilelor vîrgate are o grosime de 150 m.
Cretacic	Calcare	În sonde la Band, Filitelnic, Gherla
Jurassic (?)	Calcare	În sondă, la Band
Triasic	Dolomite cenușii cu diacaze de diabaze	În sondă, la Ibănești (2 600—2 885 m)
Permian	Șisturi cloritoase limonizate, conglomerate	În sondă, la Ibănești (2 885 m)
Fundamentul cristalin (șisturi cristaline)		În sondă, la Stănceni, Gurghiu, Bențid, Baia, Grinari, Sic, Aiud, Lujerdeni, Dinja, Pogăceana.

gravimetric. Cu ajutorul metodei seismice s-au obținut date asupra tectonicii formațiunilor sedimentare.

Geneza gazului metan din cuvetă este legată de roci cu caractere de rocă-mamă, cum sînt şisturile cu radiolari din Tortonian; au mai fost considerate ca fiind capabile să genereze hidrocarburi gazoase marnele fosilifere din Torontonien, Buglovian şi Sarmaţian, cît şi stratele de Ileanda Mare, asemănătoare cu şisturile disodilice din Carpaţii Orientali.

Rocile magazin sînt formate de nisipurile și marnele nisipoase tortoniene, bugloviene și sarmațiene și pe unele domuri (Tăuni, Singeorgiul de Pădure) și de nisipurile panoniene. Roci protectoare sînt argilele și marnele fin nisipoase sau compacte, saturate cu apă, care separă stratele de nisipuri sau marnele nisipoase, care produc gaze.

Numărul strzelor care produc gaze este în strînsă legătură cu gradul de eroziune și cu variația de litofacies. Nisipurile din partea inferioară a Tortonianului superior, din domurile ce fac parte din grupul de mare altitudine, trec treptat în marne în domurile din grupul de altitudine medie, pentru ca în domurile din grupul de altitudine joasă, din partea de est a bazinului, să treacă din nou în marne și nisipuri. Zăcămintele sînt stratiforme slab boltite, nefaliolate și local se întîlnesc și zăcăminte stratiforme ecranate și delimitate litologic.

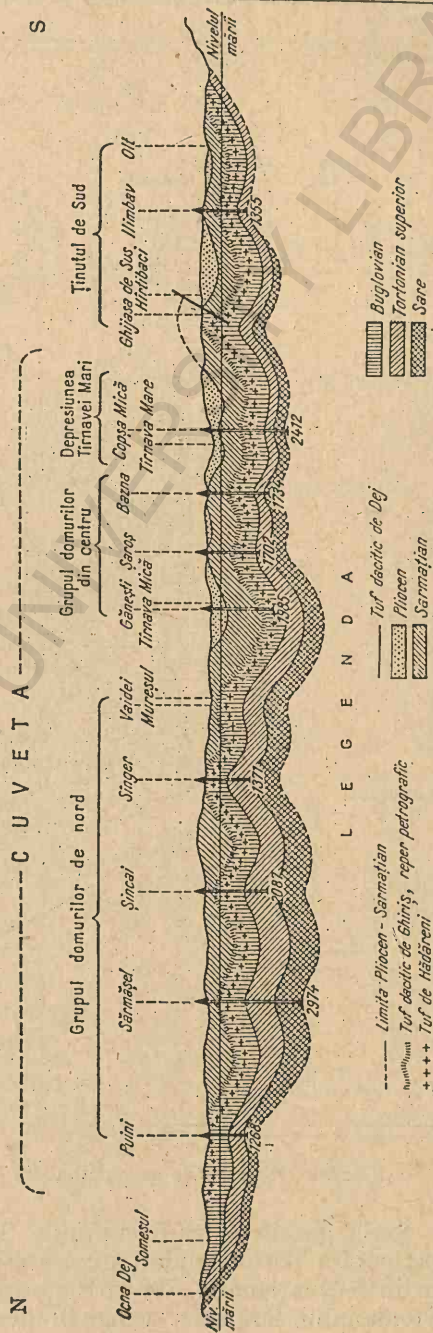


Fig. 89. Secțiune geologică nord-sud prin bazinul Transilvaniei (după A. Vanca).

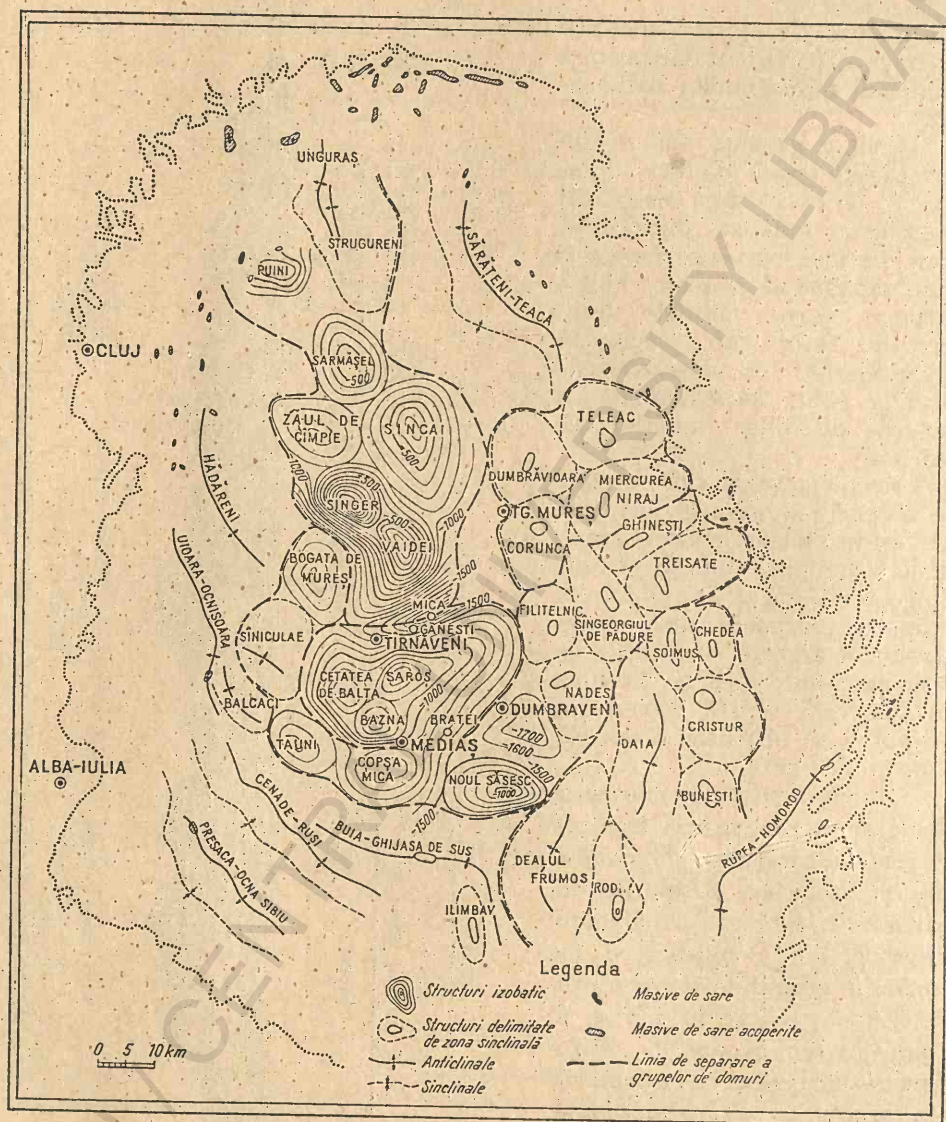


Fig. 90. Domurile de gaz metan din bazinul Transilvaniei (după A. Vancea).

Seria gazeiferă, care cuprinde Sarmășianul, Buglovianul și jumătatea superioară a Tortonianului, are o grosime de 2 150 m, din care circa 1 150 m aparțin Sarmășianului, 700 m Buglovianului și 300 m Tortonianului; grosimea Tortonianului, fără sare, atinge în unele zone, peste 1 000 m.

Tabelul 36

Împărțirea domurilor din Bazinul Transilvaniei pe grupuri după altitudine și gradul de eroziune în raport cu tuful de bază (modificată și completată de C. Beca)

Grupul de domuri	Domul	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare pe etaje și complexe				Adâncimea sondelor de exploatare m	Domuri și brănci-ticinale neproductive sau foarte slab productive
			Tortonian	Buglovian	Sarmatian	Pannonian		
Grupul de mare altitudine. (Din cauza eroziunii din seria gazeiferă lipsesc 500-1000 m; în partea de sud est a bazinului lipsesc circa 450 m.)	Domurile din partea de nord-vest.	Sărmașel Sincal Zaul de Cimpie Singer Beudiu Singeorgiul de Cimpie-Uliș	XV-XII XI-IX - - I IX-VIII	XI-V VII-III VIII-IV IV-I - VII-III	IV-I II-I III-I - - II-I	- - - - - -	250-1 530 580-1 120 540-840 1 371 (exploare) 3 500 (exploare) 3 200 (exploare) -	Puini, Valdeia-Ogra În partea de sud-est a bazinului: domurile Cristur și Bunești și brănci-ticinalele Dealul Frumos, Soimșul Mic, Chedea Mare
	Domurile din partea centrală.	Deleni (Saroș) Bazna Cetatea de Baltă	808 890 946	X-VII VIII-VII IX-VII	VI-I VI-I VII-I	- - -	320-1 580 310-1 300 340-920	
	Domurile din partea de nord-est.	Miercurea Niraj Dumbrăvioara Corunca	1940 1958 1958	- IX	III-I VIII-I VIII-IV	- - -	1506 (exploare) 130-1 330 330-1 720	Domul Teleac
Grupul de joasă altitudine. Seria gazeiferă are un înveliș de Panonian pe alocuri parțial erodat).	Domurile din partea de sud-vest.	Copșa Mică Noul Săscoc Tăuți Bogata de Mureș	1933 1936 1946 1952	- - - -	XV-IX - - -	VII-I VIII-I VII-I	210-1 050 640-1 780 400 770-1 180	Domurile Trei Sate și Ghinești și brănci-ticinalele Sînicolau, Sîmclăuș, Cenade-Ruși
	Domurile din partea de est.	Nadeș Singeorgiul de Pădure Filitelnic	1931 1940 1958	- XIII-XVII	XII-X - VIII-XII	IX-II VIII-V I-VII+complex a+b	480-1 650 170-840 3200	

16. Bazinul Nord-Precarpatic

Bazinul Nord-Precarpatic (fig. 32—13) se situează în regiunile precarpatiche ale Cehoslovaciei, Poloniei și Ucrainei, cele mai multe structuri fiind situate în Ucraina.

În vest, în partea moravă a bazinului, umplută de depozitele helvețiene și tortoniene, marginea cutată a depresiunii este acoperită de o mare pînză de șariaj.

În partea din limitele Poloniei sînt depozite tortoniene și sarmatiene șariate în vest de pînza sileziană, iar mai la est de pînza Bjesko-Scolsky.

Depozitele miocene ale depresiunii marginale se reazimă pe suprafața puternic spălată a depozitelor precambriene, paleozoice și mezozoice ale platformei epihercinice. Aparițiile la suprafață a acestor depozite în limitele Masivului Ceh, în Bazinul Silezian și pe ridicarea Cracovia, formează limitele de vest și nord ale bazinului. De Masivul Ceh, bazinul este despărțit de o mare fractură.

Ridicările îngropate ale fundamentului, de regulă compartimentate, sînt dispuse pe două direcții: una aproape paralelă cu direcția de extindere a Carpaților Apuseni și alta perpendiculară pe această direcție, corespunzînd brachianticlinalelor din depozitele neogene.

În sectorul ucrainean al bazinului este prezentă atît marginea muntoasă cutată cît și marginea de platformă a bazinului. Marginea cutată este formată din cute izoclinale ale Miocenului inferior, care se reazimă pe Paleogen și Cretacic inferior și sînt acoperite parțial de un mare șariaj. Marginea de platformă, formată din depozitele dislocate ale Silurianului, pe care în continuare urmează cele ale Jurasicului, Cretacicului și Miocenului, este șariată de marginea muntoasă-cutată.

Bazinul Nord-Precarpatic este separat de Bazinul Precarpatic Balcanic, în partea sudică a sa, de o ridicare transversală a fundamentului marginii de platformă.

Capacitatea petro-gazeiferă a bazinului este legată de depozitele Jurasicului, Cretacicului, Paleogenului și Miocenului.

Jurasicul este reprezentat pe marginea de platformă prin Jurasicul mediu, format din gresii și argile în bază și din calcare la partea superioară, și prin Jurasicul superior, format din gresii, argile, calcare și dolomite, în bază și din calcare cu intercalații de argile, la partea superioară. Grosimea profilului depozitelor jurasice descoperite este de circa 850 m.

Cretacicul este prezent prin partea superioară: pe marginea de platformă a bazinului se disting depozitele Cenomanianului, formate în partea superioară din nisipuri, gresii și calcare, ce au o grosime de circa 100 m, ale Turonianului, formate din calcare (grosime 100 m), urmate de cele ale Cenomanianului, reprezentate prin marne și gresii cu o grosime de circa 700 m. Aceleași depozite ale Cretacicului superior sînt întîlnite și pe marginea cutată a bazinului, în seria de Strii, pe o grosime de peste 1 000 m.

În succesiunea Paleogenului se distinge Paleocenul, Eocenul și Oligocenul. Paleocenul este format dintr-o gresie masivă (gresia de Iamna), ce atinge

grosimi de circa 150 m. Eocenul, în bază, este prezent printr-o serie flișoidă, groasă de circa 300 m, deasupra căreia, în partea de nord-vest, pe o grosime de circa 400 m, urmează calcare (calcarele de Pasieczna) sau prin gresii (gresia de Wygoda), în partea de sud-est. Seria flișoidă de la partea superioară a Eocenului ajunge, în unele locuri, la o grosime pînă la 300 m.

În partea nord-vestică a marginii cutate a bazinului, Eocenul este în întregime reprezentat printr-o serie flișoidă. Oligocenul, format dintr-o alternanță de menilite, șisturi argiloase negre, uneori bituminoase și gresia de Kliwa, are o grosime de circa 1 000 m în regiunile premontane ale Carpaților.

Miocenul începe, pe marginea cutată, cu Aquitanianul, iar pe marginea de platformă cu Tortonianul. Aquitanianul (seria de Polanița), gros de circa 1 500 m, este format, la partea inferioară, din gresii, argile și conglomerate cu intercalații de gips, iar la partea superioară dintr-o argilă saliferă, gipsuri și anhidrite și uneori sare (Naguevici, Dolina). Burdigalianul este reprezentat în bază printr-o serie conglomeratică (seria de Sloboda Runguska), iar la partea superioară din gresii (seria de Dobrotov), groase de circa 1 000 m.

Depozitele Helvețianului, groase de peste 3 500 m, sînt formate, în bază, dintr-o alternanță de gresii și argile pestrițe (seria Strebniak) și de culoare cenușie la partea superioară (seria de Balici).

Tortonianul, complet dezvoltat pe marginea de platformă, începe cu stratele de Baranov, groase de circa 50 m, formate din marne, calcare și argile, deasupra cărora, pe o grosime de 40 m, urmează gipsuri și la partea superioară seria argilooasă de Kosov, care atinge o grosime de 900 m.

Sarmațianul, pe alocurea începe cu conglomerate, deasupra cărora, pe o grosime de circa 3 000 m, urmează argile și calcare, cu intercalații de tufuri la partea superioară. Profilul stratigrafic sumar descris mai sus privește partea din bazin care se întinde în sectorul ucrainean, unde sînt cea mai mare parte a structurilor de petrol și gaze.

În Bazinul Nord-Precarpatic, structurile petrolifere și gazeifere se situează în trei regiuni, diferite din punct de vedere structural:

1. Regiunea internă a depresiunii premontane, cunoscută numai în limitele părții ucrainiene a bazinului și care corespunde zonei Borislav-Pocuția. În această regiune, structurile sînt legate de cute anticlinale dispuse linear și puternic compartimentate de falii longitudinale și transversale, cute deversate spre est și acoperite de un mare șariaj.

În această regiune, sînt productive de petrol Cretacicul superior, Paleocenul (Borislav), Eocenul (Borislav, Maidan și altele), Oligocenul (Borislav, Dolina, Ripnean și altele) și Aquitanianul (Dolina și altele). Adîncimea sondeilor de explorare nu depășește 3 500 m.

2. Regiunea de mijloc sau Moravă corespunde părții de mijloc a depresiunii premontane și este regiunea productivă din partea Moravă a bazinului. În această regiune, structurile, legate de brachianticlinale în general slab accidentate, cuprind zăcămintele în Helvețian (structurile Meninsk, Jatceansk, Klococov).

3. Regiunea externă este situată pe marginea de platformă a bazinului. Sînt productive depozitele Jurasicului, Cretacicului superior, Tortonianului și Sarmatianului.

În partea ucraineană a regiunii se menționează zona gazeiferă Dașava-Kosov, unde sînt productive depozitele Cretacicului superior, Tortonianului

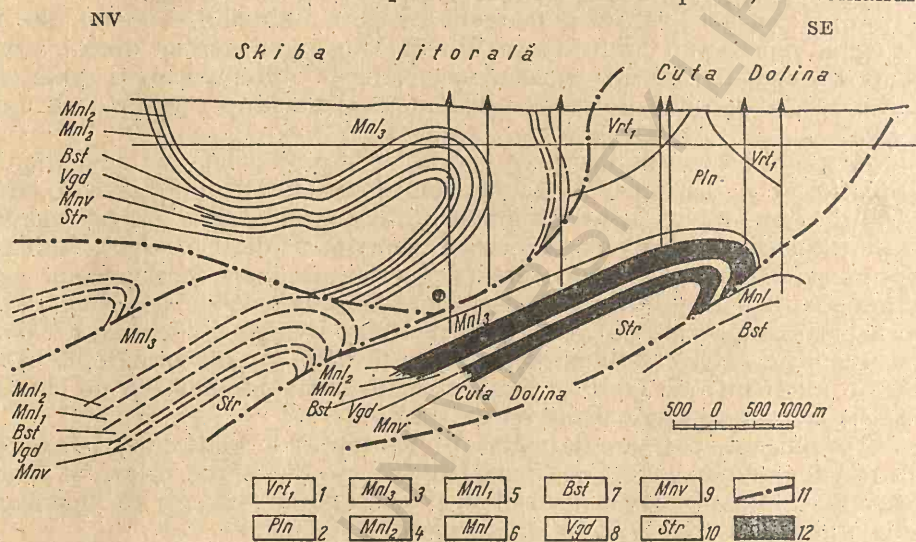


Fig. 91. Secțiune prin structura Dolina (Ucraina):

Palogen: 1 — seria Vorotka inf; 2 — seria Poleanițka; 3 — seria menilitelor superioare; 4 — seria menilitelor medii; 5 — seria menilitelor inferioare; 6 — seria menilitelor nedivizate; 7 — seria Bistrițka; 8 — seria Vigoda; 9 — seria Maneav cu orizontul pestri; în bază; Cretacic superior: 10 — seria Strli; 11 — linie de șariaj; 12 — Zăcămintele de petrol.

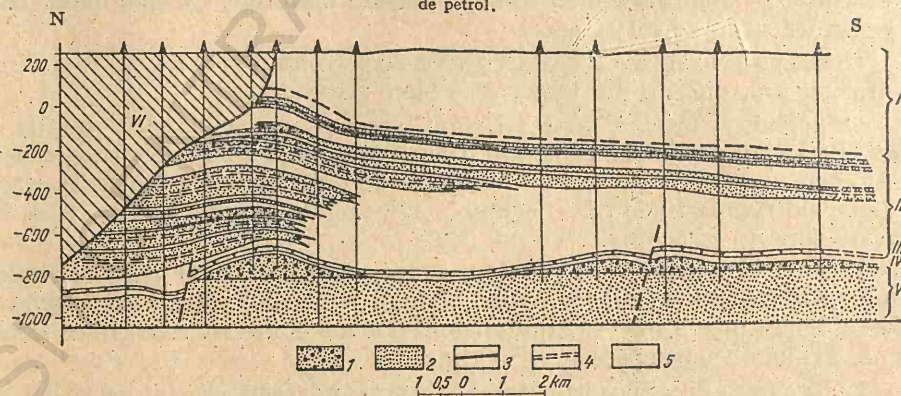


Fig. 92. Secțiuni prin structurile Ughersk-Bilce-Volița (Ucraina), după Antipov:

1 — gresii gazeifere; 2 — gresii acvifere; 3 — linia șariajului zonei interne peste cea externă; 4 — intercalații de argile; 5 — argile.
I — armațianul infer. (Volhinian); II — orizontul Kinski și seria Kosov; III — orizontul gipsifer; IV — Tortonian inferior (Strate de Baranov); V — Cretacic superior; VI — seria de Stebnik (complex șariat).

și Sarmațianului (de exemplu, structurile Ughersk, Hodnovici, Opar). În zona petro-gazeiferă, petrolul este cantonat în Jurasic (Kohanovska), iar gazele în Sarmațian (Svidnița). Zona petro-gazeiferă se poate urmări mai la vest, în limitele sectorului Morav și al sectorului Polonez al bazinului. Aici petrolul este cantonat în Tortonian și Sarmațian (structurile Gorni-Jukov, Bochnia, Metetz, Lubaczow, Jaroslav și altele).

În regiunea internă a depresiunii premontane, unde sînt concentrate cele mai multe structuri, se deosebesc două zone — una internă și una externă — în care sînt localizate toate structurile gazeifere și petrolifere ale regiunii.

Nu se exclude posibilitatea existenței zăcămintelor ecranate tectonic în zonele de skibe ale Carpaților. În zonele de subîncălecure ale skibelor, capcanele ar putea fi formate în cîte puternic asimetric și pe flancurile cutelor tăiate de încălecure.

În tabelul 37 se dau structurile petrolifere și gazeifere din regiunea internă a depresiunii premontane din sectorul ucrainean al bazinului (vezi și fig. 93).

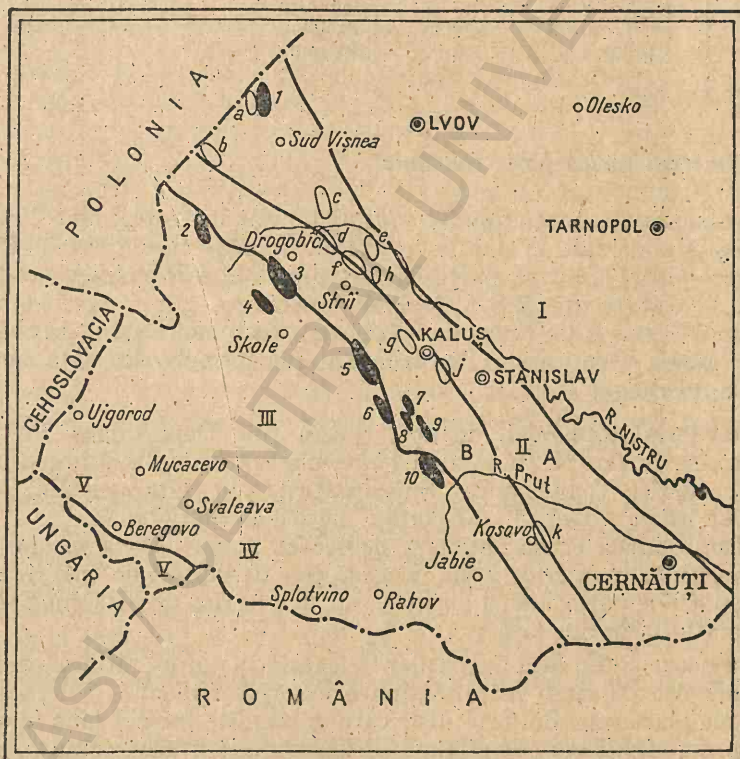


Fig. 93. Structurile petrolifere și gazeifere din regiunile vestice ale Ucrainei.

Tabelul 31

Structurile gazeifere și petrolifere din sectorul ucrainean al Bazinului Nord-Precarpatic

Structurile	Obiectele de exploatare							Structurile	Obiectele de exploatare							
	Jurasic	Cretacic sup.	Paleocen	Eocen	Oligocen	Miocen inf. (Helv.) Burdig. Aquitanian	Tortonian		Sarmatian	Jurasic	Cretacic sup.	Paleocen	Eocen	Oligocen	Miocen inf. (Helv.) Burdig. Aquitanian	Tortonian
Dașava								g	Bitkov							
Ughersk		g						g	(profund)							
Bilce-Volița						g		g	Borislav	p	p		g	p	p	
Rudki	g						g	g	Ripnean						p	
Svidnița								g	Nebilovka							
Hodnovici								g	Olhovka							
Opar								g	Dolina				p	p		
Kosov								g	Maidan				p	p		
Kaluș								g	Shodnița	p		p				
Grinov								g	Strelbici			p				
Bitkov		p	p		g		g	g	Kohanovka	p						

p = petrol; g = gaze.

17. Bazinul Precarpatic-Balcanic

Acest bazin premontan (fig. 32—14), delimitat în vest de lanțul Carpaților Orientali și Meridionali, în sud de cel al Balcanilor și în nord-est de Platforma Rusă, precambriană, ocupă partea de est și de sud a României, nordul R. P. Bulgaria și o parte din R.S.S. Moldovenească.

Bazinul Precarpatic-Balcanic, care are o tectonică destul de complicată, cuprinde marea Depresiune Precarpatică, platformele din fața acestora și Platoul Nord-Bulgar.

Pe teritoriul României, de acest bazin ține Depresiunea Precarpatică și platformele din fața ei. În această depresiune este cuprins, atât geosinclinalul flișului carpatic, Depresiunea Subcarpatică din fața lanțului Carpaților cît și Depresiunea Getică, din fața Carpaților Meridionali.

În Depresiunea Precarpatică se deosebesc 2 zone: Zona flișului carpatic și Zona neogenă. În interior, Zona neogenă este delimitată de linia de separație dintre depozitele paleogene și neogene, iar la exterior această zonă se întinde pînă la platformele din fața ei.

Zona neogenă din fața Carpaților Orientali, în nordul țării, se prezintă sub forma unei fișii cuprinsă între marginea externă a flișului și depozitele sarmatiene ale platformei din față, fișie care se lărgeste treptat pînă în apropiere de Bacău, la sud de care se adaugă și depozitele pliocene, ce au o structură monoclină. De la sud de Bacău, Zona neogenă se menține aproape constantă ca lățime, pînă în valea Buzăului. De la vest de valea Buzăului, pînă

la valea Dîmboviței, Zona neogenă, în care sînt numeroase cute anticlinale străpunse de masive de sare, este cunoscută sub numele de zona cutelor diapire. Între valea Dîmboviței și Dunăre, la sud de Carpații Meridionali se întinde Depresiunea Getică.

În nord, limita dintre Zona neogenă și Platforma Moldovenească, după datele prospecțiunilor gravimetrice, se află pe o linie situată la vest de valea Siretului, care urmărește aproximativ cursul acesteia.

Spre sud-est, Depresiunea Precarpatică are o ramificație cunoscută sub numele de Depresiunea Bîrladului, delimitată în nord de falia orientată pe direcția Negulești-Corbeasca, iar în sud de zona de scufundare a masivului Nord-Dobrogean. În continuare, spre sud vest, marginea sudică a depresiunii este delimitată de Platforma Moesică.

În cele ce urmează, se face o prezentare succintă a zonelor cuprinse în Depresiunea Precarpatică și a platformelor din fața acesteia.

Zona flișului Carpaților Orientali, care este delimitată în vest de Zona cristalino-mesozoică, iar în est ia contact cu Zona neogenă, se prezintă sub forma unei benzi continui, de lățime variabilă de la un capăt la altul al lanțului muntos. În general, depozitele de fliș ale acestei zone, a căror vîrstă este cuprinsă între Cretacicul inferior și Oligocen inclusiv, sînt formate din conglomerate, gresii, argile și marne și se prezintă intens cutate și compartimentate de o serie de falii longitudinale, de-a lungul cărora diferitele blocuri se încăleacă de la vest către est. În Zona flișului se separă, pe criterii de vîrstă și de facies al depozitelor, o subzonă internă (cretacică), formată din depozite cretacice în facies detritic de fliș și o subzonă externă sau marginală (paleogenă), formată din depozite cretacice și paleogene, ce prezintă importante variații de litofacies și din depozite miocene.

— *Subzona internă a Flișului* (cretacică). În subzona internă a flișului, din cauza eroziunii care a mers pînă la șisturi negre, acestea sînt lipsite de un înveliș protector. Se cunosc însă manifestări de petrol sub formă de iviri și izvoare legate de șisturile negre sau de gresiile apțiene, care în unele locuri au fost exploatate. Șisturile negre reprezintă Cretacicul inferior, Hauterivianul superior, Barremianul și Albianul. În ele se disting două orizonturi: un orizont inferior, șistos, în baza căruia, local este un banc de sferosiderite, și un orizont superior, grezos.

Se cunosc manifestări legate de șisturile negre în partea de nord a țării la Breaza, Pojorîta, Sadova, Slătioara, Negrileasa, Stulpicani. Exploatarea mai vechi, cu foarte slabe rezultate, s-au făcut la Stulpicani, Sadova, Breaza. La marginea subzonei interne, pe linia de încălecăre a șisturilor negre (ce formează așa-numita „pînză a șisturilor negre”) peste Oligocen, se cunosc iviri de petrol la Găinești. Aceste iviri sînt legate fie de șisturile negre, fie de Oligocen, pe linia de încălecăre între subzona internă și subzona externă a flișului.

Explorări de adîncime mare, pe linia de încălecăre, s-au făcut la Găinești și Stulpicani, unde șisturile negre formează un înveliș protector pentru Oligocenul pînzei marginale încălecate, care ar putea prezenta perspective.

Manifestări de petrol se cunosc și mai la sud, la Răpciuni (vest de Piatra Neamț), în gresiile aptiene, apoi la Zăbala și la Teliu; în tunelul de la Teliu s-au întâlnit indicații de gaze și de petrol în gresiile aptiene.

De asemenea, se cunosc manifestări de petrol la marginea acestei subzone, între Valea Buzăului și Valea Prahovei. La Slon, Vulpea, Șotriile Vistierului, manifestările sînt legate de gresiile aptiene sau de Oligocenul în faciesul stratelor de Pucioasa, încălecat de subzona internă. La Vulpea, prin puțuri săpate în anul 1905, s-a întâlnit un petrol ușor. La Șotriile Vistierului, o sondă adîncă de 900 m a întâlnit numai gaze. Aceste manifestări pun problema explorării Oligocenului încălecat de subzona internă.

— *Subzona externă (marginală) a Flișului (paleogenă)*. Această subzonă se întinde la est și sud est de subzona internă și are o lățime variabilă (20—40 km). De la valea Buzăului spre vest, această subzonă se desparte în 2 pîteni ce se îngustează din ce în ce spre vest, către valea Teleajenului, afundîndu-se sub depozitele neogene. Între Pintenul de Homorîciu, situat la nord și care ajunge în vest pînă în valea Ialomîței, și subzona internă a flișului, se află sinclinalul de Slănic. Între Pintenul de Homorîciu și Pintenul de Văleni, de la sud, ale cărui depozite ajung spre vest pînă la Buștenari și Telega, se află sinclinalul de Draja, care este format tot din depozite neogene. Din cauza variațiilor de litofacies din această subzonă (în special ale depozitelor eocene) atît lateral cît și longitudinal, descrierea lor se face pe unități faciale care, de cele mai multe ori, coincid cu unități tectonice.

În subzona externă, I. Atanasiu a deosebit cinci unități tectonice: 1) unitatea internă sau a gresiei de Tarcău; 2) unitatea intermediară sau de Tazlău; 3) unitatea marginală internă; 4) unitatea marginală externă și 5) unitatea submarginală.

Faciesul Eocenului din unitatea marginală internă și din unitatea marginală externă este foarte asemănător și aceste două unități pot fi considerate ca subunități ale unității marginale. De asemenea, faciesul Eocenului din unitatea submarginală prezintă caractere asemănătoare cu faciesul Eocenului din unitatea marginală.

Oligocenul prezintă variații de litofacies, dar nu ca ale Eocenului; cele mai importante variații de litofacies s-au remarcat în Oligocenul din unitatea submarginală. În tabelul 38 se prezintă profilul stratigrafic sumar al depozitelor Flișului din subzona externă (marginală) a Carpaților Orientali, întocmit de N. Oncescu.

Depozitele miocene în subzona externă a flișului sînt atît concordante peste Paleogenul pînzei (întîlnite în general, în zona de sinclinal, la vest de valea Buzăului) cît și în fereastra de sub pînză. Depozitele miocene care acoperă seria oligocenă sînt formate din marne, sare și gipsuri și sînt cunoscute sub numele de Miocenul cu sare.

În cei doi pîteni de paleogen menționați, interesează din punct de vedere al acumulărilor de hidrocarburi Oligocenul. În pintenul de Homorîciu Oligocenul este reprezentat prin faciesul stratelor de Pucioasa cu gresii de Fusaru, iar în pintenul de Văleni — prin faciesul gresiei de Kliwa.

Profilul stratigrafic al Flișului din subzona externă a Carpaților Orientali (după N. Onescu)

În partea centrală din Moldova și zona de curbură				
Unitatea gresiei de Tarcău	Unitatea de Tazlău (intermediară)	Unitatea marginală	Unitatea submarginală	Observații
Între valea Buzăului și Dimbovița: în unitatea gresiei de Tarcău Strate de Pucioasă Marne cenușii și gresii micacee, cu intercalații de calcare gălbui și de șisturi menilitice și disolidice. În câteva nivele apar intercalații de gresii grosiere micacee „Gresia de Fusaru” amintind gresia de Tarcău din Eocen.	Menilitile superioare Orizont de 40–60 m, format din menilitile în plăci, care trec uneori, lateral, la diatomite. <i>Gresia de Kliwa</i> Orizont gros de câteva sute de metri, format din gresii silicioase albicioase, dezvoltate în bancuri de 1–2 m grosime, cu intercalații subțiri de șisturi disolidice. În partea de mijloc a acestui orizont, se intercalează Stratele de Podu Morii sau Stratele de Krosno în grosime de 100–300 m, formate din marne și gresii fine micacee, cu structură curbicorticală. <i>Șisturi disolidice</i> Orizont gros de 200 m, format din șisturi marnoase, argiloase, negricioase, foioase, cu eflorescențe de sulfai de fier, rozete de gips și bogate în resturi de pești. <i>Marne calcaroase bituminoase</i> Un orizont 20–40 m grosime de marne negre în spărtură proaspătă, albicioase când se alterează. <i>Șisturi menilitice inferioare</i> Orizont, cu o grosime de 80–100 m, de șisturi marnoase, foioase, cu solzi de pești, negricioase, bituminoase, cu 2–3 intercalații (groses de 1–2 m) de menilitile, dispuse în strătulețe de câțiva cm. <i>Gresia de Lucăcești</i> Circa 20 m grosime de gresii silicioase asemănătoare gresiei de Kliwa.	Conglomerate cu blocuri de elemente verzi, calcare cu numuli și cuarțite	La nord de Valea Moldovei, Oligocenul se dezvoltă în trei zone și anume: o zonă internă, în care peste cocenul grezos se găsește un orizont interior format din gresii vinete sau gălbui, ușor conglomeratic, cu intercalații subțiri de marne bituminoase foarte bogate în resturi de pești și un orizont superior — „Stratele de Krosno”, formate din marne și gresii micacee în strate subțiri cu structură curbicorticală — o zonă intermediară, în care Oligocenul se prezintă în fațesul caracteristic, cu un orizont bituminos în bază și gresia de Kliwa la partea superioară.	

Oligocen

Tabelul 38 (continuare)

În partea centrală din Moldova și zona de curbură					Observații
Unitatea gresiei de Tarcău	Unitatea de Tazlău (intermediară)	Unitatea marginală	Unitatea submarginală		
Strate de Bisericiani					
Eocen	La vest de valea Buzăului-Faciesul de Sotrlle marnos, cu intercalații de strate subțiri calcaroase cu foraminifere.	Complex format din marne șistoase negre, micacee, slab nisipoase cu intercalații subțiri de gresii fine silicioase.		— o zonă marginală, formată din „Stratele de Polanița”, prezentat printr-un orizont bazal format din marne dure negre, șistoase, în alternanță cu menilite, șisturi disolubile și intercalații de bancuri puternice de conglomerate cu elemente verzi, cu un orizont superior format fie din gresia de Kliwa, fie din gresie micateră cu ciment calcaros în care se intercalează șisturi marnoase bituminoase.	
		Marne cenușii cu intercalații roșcate, groase de 70—100 m.			
		Strate de Plopu			
Eocen	La vest de valea Buzăului-Faciesul de Sotrlle marnos, cu intercalații de strate subțiri calcaroase cu foraminifere.	Gresia de Tarcău Gresie grosieră cu grăunți de cuarț, sfărșimături de cuarț, fulgi de mică, fragmente de șisturi verzi. Se dezvoltă sub formă de bancuri groase de 1—2 m, formînd un orizont gros de 1 000 — 1 500 m, cu intercalații de diferite nivele de șisturi marnoase.	Faciesul de Tazlău Format din ctleva pachete de gresie de Tarcău, grosă de 40—60 m, cală calcar litografice, marno-calcare se intercalează între care cu lentile de silex. Conglomerocile de facies marginal merate cu elemente verzi. În unele părți din zona marginală externă de la curbura Carpaților (V. Putna, Năruja), se dezvoltă stratele de Cașin (marno-calcare cu intercalații masive de conglomerate).	Strate de Doamna (Strate de Pasieczna) Marne cenușii cu Fucoida, gresii curticortă-cău, grosă de 40—60 m, cală calcar litografice, marno-calcare se intercalează între care cu lentile de silex. Conglomerocile de facies marginal merate cu elemente verzi. În unele părți din zona marginală externă de la curbura Carpaților (V. Putna, Năruja), se dezvoltă stratele de Cașin (marno-calcare cu intercalații masive de conglomerate).	
		Strate de Hangu			
Senonian		Marno-calcare cu Fucoida și gresii calcaroase dure, cu hieroglife cu <i>Inoceramus balticus</i> și <i>Inoceramus salisburgensis</i> . În regiunea de curbură se găsesc intercalații de marne roșii.		Șisturi negre (Valanginian-Cenomanian)	

— În pîntenul de Homorîciu, în Oligocen se deosebesc, de jos în sus, următoarele orizonturi: 1) menilitele inferioare (în grosime de circa 30 m); 2) şisturile disodilice (în grosime de circa 170 m); 3) stratele de Pucioasa, în care sînt intercalate strate groase de gresie de Fusaru. Stratele de Pucioasa sînt formate dintr-o alternanță de marne și argile cenușii, nisipoase și gresii slab consolidate. Gresia de Fusaru are o dezvoltare lenticulară; în valea Buzăului ea atinge circa 600 m grosime și mai este bine dezvoltată la vest de valea Proviței și în zona Ursei-Vîrfuri; 4) stratele de Vinețușu, ce au o grosime de 100—250 m și sînt formate dintr-o alternanță de marne și gresii dure, calcaroase, curbicortice, ce au la partea inferioară, începînd de la vest de valea Teleajenului, pînă la valea Ialomiței, intercalații de tufuri; 5) orizontul menilitelor și disodilelor superioare (în grosime de 10—40 m). Deasupra ultimului orizont, urmează Aquitanianul cu conglomerate și gipsuri.

— În pîntenul de Văleni, în Oligocen, de jos în sus, se deosebesc următoarele orizonturi: 1) menilitele inferioare, în grosime de 20—40 m și care se prezintă ca intercalații subțiri într-un orizont de şisturi disodilice; 2) şisturile disodilice, groase de 120—200 m; 3) orizontul gresiei de Kliwa inferioară, a cărei grosime variază (în valea Teleajenului are circa 50 m) și care este productiv pe structura Copăceni; 4) stratele de Podul Morii, groase de 200—250 m și formate din marne cenușii și gresii calcaroase curbicortice; 5) orizontul gresiei de Kliwa superioară, cu intercalații de şisturi disodilice. Acest orizont are o grosime de circa 500 m și este productiv la Buștenari, de unde și numele de gresia de Buștenari; 6) orizontul menilitelor superioare, format din strate de diatomite și şisturi disodilice cu intercalații subțiri de menilite. Grosimea acestui orizont variază între 20—50 m. Deasupra lui urmează Aquitanianul.

Din punct de vedere tectonic, subzona externă a fișului se caracterizează prin solzi încălecați de la vest către est și care formează, în unele locuri „pînze-solzi” datorită amplexării încălecării, ce atinge pînă la 12 km. Cele cinci unități stratigrafice distinse de I. Atanasiu în această subzonă corespund la cinci unități tectonice, respectiv la cinci pînze-solzi.

În publicațiile ulterioare, stilul de cutare în pînze-solzi, încălecați de la interior spre exterior, se menține, dar apar unele deosebiri față de unitățile distinse de I. Atanasiu și anume:

M. G. Filipescu, ținînd seama că şisturile negre se întîlnesc în fundamentul unităților de Tarcău și Tazlău, separă o pînză mediană, formată din cele 2 unități și zona şisturilor negre. În fața acestei pînze se află „pînza marginală” formată din două digitații, una la interior — digitația superioară și una la exterior — digitația inferioară și care sînt formate, respectiv din unitățile marginală și submarginală, separate de I. Atanasiu.

După I. Băncilă, subzona externă este formată din: pînza de Tarcău, pînza de Cracău (în parte pînza de Tazlău), pînza marginală și pînza submarginală.

N. Grigoraș separă în subzona externă, în regiunea cuprinsă între valea Putnei și valea Buzăului, o unitate superioară „pînza mediană”, ce cores-

punde pînzei de Tarcău și pînzei de Tazlău a lui I. Atanasiu și o unitate inferioară echivalentă pînzei marginale a lui I. Atanasiu, dar formată din 2 subunități, una superioară cu caracter de pînză și una inferioară, care este în loc.

În subzona externă a flișului, în unitatea gresiei de Tarcău, deschisă în cea mai mare parte, nu sînt zăcăminte de petrol. În unitatea intermediară, de Tazlău, acumulări de petrol sînt în gresiile eocene ale pînzei de Tazlău, acoperite de depozitele de la marginea Bazinului Comănești. Migrația petrolului și acumularea lui în gresiile eocene ca și în gresiile sarmațiene de

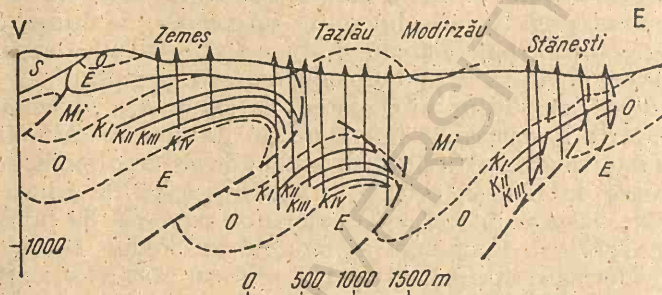


Fig. 94. Secțiunea prin zona Zemeș-Tazlău-Stănești (după E. Cristescu, D. Culcer și N. Grigoraș).

la marginea Bazinului Comănești s-a făcut pe falii, care au permis o comunicare între autohton și pînză. Importante acumulări de petrol sînt cantonate în unitatea marginală, într-o serie de solzi ai autohtonului; rocile mame care au generat acest petrol sînt șisturile menilitice, șisturile disodilice și marnele albe bituminoase din autohton. Gresia de Kliwa este roca magazin. Învelișul protector este constituit din orizontul menilitelor superioare, Miocenul cu sare și din seriile marno-calcaroase ale depozitelor din pînză. Structura în pînză a subzonei externe a flișului paleogen a realizat condiții de protejare a zăcămintelor formate în autohton. Zăcămintele pot fi protejate și de zona asfaltizată a gresiei de Kliwa, în zona ei de afloriment (Solonț).

Petrolul stors din rocile mame a migrat pe falii disjunctive în orizontul superior al Oligocenului, în gresia de Kliwa, în care s-au format acumulări. Deasupra menilitelor superioare, pe unele ridicări ale autohtonului, s-a întîlnit un alt orizont al gresiei de Kliwa, numit orizontul Supra-Kliwa (Solonț-Stănești).

Prin foraje au fost puși în evidență mai mulți solzi ai autohtonului, în a căror gresie de Kliwa sînt cantonate zăcăminte de petrol. Acești solzi, uneori se grupează și formează zone de acumulare de petrol (tabela 39). Dintre acestea, pînă în prezent două sînt mai importante:

1. Zona Zemeș-Tazlău-Moinești (fig. 94), formată din doi solzi: solzul Zemeș și solzul Tazlău. Acesta din urmă este extern și mai scufundat; în prelungirea sudică este întîlnit la Moinești. Solzul Tazlău este exploatat la Foale,

Tabelul 39

Zonele de acumulare din subzona externă a flișului Carpaților Orientali din Moldova și structurile din Muntenia, legate de această subzonă

Zona de acumulare		Structura	Obiectele de exploatare	Adâncimea medie a sondelor, m
Moldova	Zemeș-Tazlău	Zemeș	Oligocen autohton	500—1 000
		Tazlău	Oligocen autohton	1 100
		Modirzău	Oligocen autohton	1 100
		Pietrosul	Oligocen autohton	1 100
		Moinești	Sarmațian Eocen Oligocen autohton	400 650 1 100
	Solonț-Stănești	Solonț-Stănești	Oligocen autohton	1 000
	Măgura-Moinești	Măgura-Moinești	Oligocen autohton	1 800
	Hirja-Cerdac	Cerdac	Oligocen autohton	1 100
Structurile din Muntenia		Copăcenii	Meoțian Oligocen autohton	500 650—1 700
		Buștenari Runcu-Sud	Meoțian (Runcu-sud) Helvețian Oligocen	500 2 000 1 200 2 200

Pietrosul, Modirzău, Lucăcești și Moinești. Solzul Zemeș, spre nord, trece în solzul de la Chilizii, iar spre sud trece la vest de Moinești.

2. Zona Solonț-Stănești-Măgura Moinești:

În afară de cele două, alte zone posibile — cu structuri pe care au avut loc exploatare — ar fi la nord de Țirgu Ocna și la nord vest de Zemeș-Moinești.

La sud de Tg. Ocna, o zonă de acumulare este zona Fereastră-Gura Slănicului-Mosoare, în care se cunosc de multă vreme exploatare la Fereastră și la Mosoare.

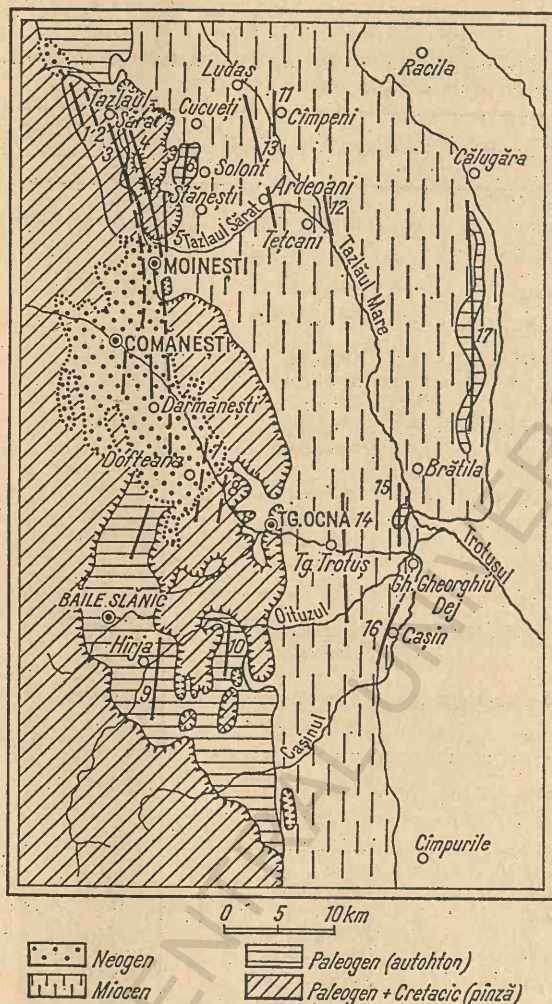


Fig. 95. Subzona flișului paleogen și Subzona miocenă din Moldova (după E. Cristescu):

1 — Gropile lui Zaharache; 2 — Piatra Corbului; 3 — Fruntea Comanului-Zemeș; 4 — Tisoasa-Foale-Tazlău-Moinești; 5 — Măgura Moinești; 6 — Solonț — Stănești; 7 — Dofteana; 8 — Bogata; 9 — Hirja; 10 — Herăstrău; 11 — Cîmpeni; 12 — Tețcani; 13 — Ludaș-Ardeșani; 14 — Tg. Trotuș — Varnița; 15 — Ciortea; 16 — Falia — Cășin; 17 — Culmea Pietricica.

La nord de Tg. Ocna, la Bogata și Dofteana, de asemenea, au fost vechi exploatare. Paralel cu această zonă mai este o zonă de acumulare pe aliniamentul Hirja-Cerdac.

Principala formațiune geologică în care sînt cantonate acumulările de petrol în subzona externă este Oligocenul. Eocenul, de importanță mai mică, formează obiecte de exploatare pe structurile Moinești și Bogata.

Sarmatianul, format în bază dintr-un orizont de conglomerate și la partea superioară din marne și gresii cu intercalații de cărbune brun, formează obiect de exploatare pe structura Moinești.

Stratele gresiei de Kliwa, formează complexe, cunoscute de sus în jos sub numele de K_I , K_{II} , și K_{III} , iar stratele gresiei de Lucăcești formează un alt complex, cunoscut sub numele de K_{IV} . Grosimea gresiei de Kliwa variază: la Zameș ea este de circa 260 m, iar la Solonț-Stănești de 120 m.

Zăcămintele din Oligocenul autohton din subzona externă a flișului Carpaților Orientali din Moldova sînt stratiforme boltite, compartimentate, cu trecere spre zăcămintele masive, cu excepția zăcămintului din Oligocenul de la Solonț, protejat de zone de asfaltizare, care este un zăcămint stratiform ecranat litologic.

În pîntenul de Homoriciu, rocile mame sînt reprezentate prin șisturile menilitice și șisturile disodilice, roca magazin prin gresia de Fusaru, iar roca

protectoare prin stratele de Vinețișu. În pîntenul de Văleni, rocile mame de petrol sînt reprezentate prin şisturile disodilice şi şisturile menilitice inferioare, roca magazin prin orizonturile gresiei de Kliwa inferioară şi superioară, iar rocile protectoare sînt stratele de Podul Morii pentru orizontul gresiei de Kliwa inferioară şi orizontul menilitelor superioare şi diatomitele pentru orizontul gresiei de Kliwa superioară.

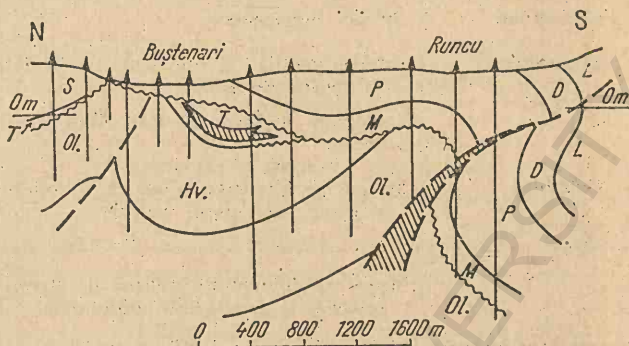


Fig. 96. Secțiune prin structura Buștenari-Runcu.

Pe structura Copăceni, zăcămintul din Meoșian este de tip stratiform, ecranat tectonic, iar cel din Oligocen este stratiform ecranat stratigrafic. Pe structura Buștenari-Runcu sud sînt întîlnite zăcăminte stratiforme ecranate litologic (Meoșian), stratiform ecranate tectonic (Meoșian) şi stratiforme ecranate stratigrafic (Helvetian şi Oligocen).

Zona (subzona) miocenă din Moldova. Această subzonă urmăreşte Zona flișului Carpaților Orientali în lungul ei. De la Bacău spre sud se adaugă şi depozite pliocene reprezentate prin toate cele patru etaje şi avînd, în general, aceleaşi caractere litologice ca şi depozitele pliocene din zona cutelor diapire, dar avînd grosimi mult mai mari. În tabelul 40 se prezintă profilul stratigrafic sumar al formațiunilor miocene din această subzonă.

Între marginea externă a flișului (în vest) şi falia pericarpatică (în est), în depozitele miocene au fost puse în evidență o serie de cute anticlinale, separate de sinclinale largi. De la interior spre exterior se pot distinge patru zone formate din cute anticlinale sau cute falii (v. fig. 95);

1. Zona Dealul Mihoc-Cucuiești (în vest).
2. Zona centrală vestică cu structurile Ludaș-Ardeoani, în partea de nord şi Tg. Trotuș şi Tuta Varnița în partea de sud a zonei.
3. Zona centrală estică (Zona Tazlăul Mare), de-a lungul văii Tazlăul Mare, paralelă cu zona centrală vestică, cu structurile Cîmpeni, Tețcani, Ciorteia, Cașin.
4. Zona de est, Pietricica.

În subzona miocenă, rocile mame sînt întîlnite în Tortonian, unde sînt reprezentate prin şisturile cu radiolari şi în Buglovian, fiind reprezentate prin

Tabelul 40

Formațiunile din subzona miocenă din Moldova

Etaj, Subetaj		Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic
Sarmațian	Chersonian	Calcare lumachelice.
	Bessarabian	Calcare oolitice și lumachelice cu intercalații subțiri de marne cenușii. Uneori se întâlnesc și intercalații de conglomerate și gresii.
	Volhinian	Marne cu intercalații sau în alternanță cu gresii cu trovanți sau gresii oolitice.
Buglovian		Marne cu intercalații subțiri de șisturi argiloase bituminoase și gresii slab consolidate.
Tortonian		Orizontul marelui cu <i>Spiralis</i> . Orizontul șisturilor cu radiolari. Orizontul „breciei sării”. Orizontul marelui tufacee cu globigerine și al tufurilor, în care sint intercalate gresii calcaroase „gresii de Răchitașu”.
Helvețian		Marne cenușii cu intercalații de gipsuri, tufuri dacitice și uneori nisipuri sau strate subțiri de gresii (Stratele de Cîmpen). Gresii și nisipuri cu intercalații de marne roșii (Strate de Tețcani).
Burdigalian		Conglomerate de Pleșu și de Pietricica, în care predomină elemente de șisturi verzi de tip dobrogean; subordonat conțin și elemente de tip carpat, arcoze, gnaise etc.
Aquitania		Marne și argile verzi, cu intercalații de gresii verzi calcaroase și gipsuri.

Fundamentul, format de Oligocen, este întâlnit, de exemplu, în axa anticlinalului Pleșu, unde este prezent prin marnele albe bituminoase, în axa anticlinalului Pietricica, unde apar menilita, sau la Ciortea unde apare gresia de Kliwa.

șisturile argiloase bituminoase. Se poate admite că o sursă a acumulărilor din zona miocenă ar putea fi petrolul din Oligocenul subjacent, care a migrat pe falii.

Rocile rezervor sînt conglomeratele din Burdigalian, gresiile și nisipurile stratelor de Tețcani din Helvețianul inferior și nisipurile și gresiile stratelor de Andreiașu din Buglovian și Sarmațianul inferior. Rocile protectoare din Helvețian, Buglovian și Sarmațian sînt formate din marnele și argilele din aceste etaje.

În această subzonă, au fost descoperite și exploatate zăcămintele de petrol din structurile Cîmpeni, Tețcani și Cașin (v. tabelul 41).

Tabelul 41

Structurile Cîmpeni, Tețcani, Cașin

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare	Adîncimea medie a sondelor vechi, m	Observații
Cîmpeni	1860	Helvețian (Stratele de Tețcani).	370—900	Abandonată
Tețcani		Helvețian (Stratele de Tețcani)	120—900	
Cașin	1861	Sarmațian inferior-Buglovian (Stratele de Andreiașu).	240—400	Abandonată

Structura Cîmpeni, situată pe valea Tazlăul Mare, este o cută falie, cu direcție nord-sud.

Structura Tețcani, situată în apropierea confluenței Tazlăului Mare cu Tazlăul sărat, este un brachianticlinal cu direcția nord-sud, cu bolta faliată și compartimentată într-o serie de blocuri tectonice. Pe această structură, sub adîncimea de 1 500 m, au fost întîlnite conglomerate cu elemente verzi și intercalații de argile negricioase, atribuite Oligocenului, în care nu s-au găsit indicații de petrol.

Structura Cașin, situată pe falia pericarpatică, este un monoclinal în care complexul grezo-nisipos al Sarmațianului inferior și al Buglovianului (Stratele de Andreiașu) a format un obiect de exploatare.

Zona cutelor diapire. Zona cutelor diapire (fig. 97) este cuprinsă între valea Buzăului — în est, valea Dîmboviței — în vest, pîntenul de Homorîciu și pîntenul de Văleni — în nord și se întinde în sud pînă la falia pericarpatică de pe linia Tinosu-Mizil.

În această zonă cunoscută și sub numele de subzona cutelor diapire din partea centrală a Munteniei, în Neogen, ca urmare a scufundării Catenei Carpaților, s-au acumulat sedimente care ulterior au fost cutate și au dat naștere unui tip de cute anticlinale pe care prof. L. Mrazec le-a numit *cute diapire*.

Fenomenul de diapirism, legat de tendința de ridicare a unor formațiuni din profunzime către suprafață, trebuie privit, după cum a arătat Mrazec, ca un fenomen general, specific învelișurilor superficiale din zonele de orogeneză.

Diapirismul nu este, cum s-a crezut, un fenomen specific numai sării. În zona colinelor subcarpatice din Muntenia, elementul principal în acest fenomen este, într-adevăr, sarea, care dă diapirismului din această zonă un caracter aparte. În alte zone, elementul de străpungere poate fi de altă natură.

Procesul de ridicare a sării a preocupat pe geologii români în activitatea de stabilire a perspectivelor petrolifere, deoarece sarea a deschis căile migrației petrolului din formațiuni mai vechi decât ea în formațiuni mai noi decât ea, unde s-au format zăcăminte secundare. Forma actuală a cutelor diapire s-a definitivat în faza valahă, de la sfârșitul Levantinului.

Profilul stratigrafic sumar al formațiunilor mio-pliocene din zona cutelor diapire din Muntenia este dat în tabelul 42.

Din punct de vedere tectonic, Zona cutelor diapire se caracterizează prin structuri anticlinale dispuse în culise, pe aliniamente paralele, legate de diapirismul sării ce a străpuns formațiunile geologice la diferite nivele.

Formarea cutelor diapire a fost determinată de presiunea flișului, care a fost mai puternică în aliniamentul intern și mai slabă în aliniamentele externe, unde diapirismul sării este atenuat și profund. În aliniamentul extern, dinspre câmpie, în forajele ce au atins adâncimea de peste 3 000 m, sarea n-a fost întâlnită nici în Miocenul superior.

În regiunea cutelor diapire, se deosebesc, de la nord la sud, patru zone de structuri anticlinale legate de diapirismul sării, de direcție est-vest, paralele cu lanțul Munților Carpați, separate între ele de sinclinale. De fiecare zonă de structuri anticlinale este legată câte o zonă de acumulare.

1. De la valea Buzăului spre vest de zona Trestia Cislău se trece în zona cu structuri anticlinale legate de diapirismul revărsat; în care sarea, pe unele structuri, apare la suprafață și flancul nordic încăleacă peste flancul sudic, unde în adâncime Pliocenul inferior formează cute de refluxare. Ca structuri tipice se menționează structurile Ocnița (fig. 98) și Vîlcănești. Structurile

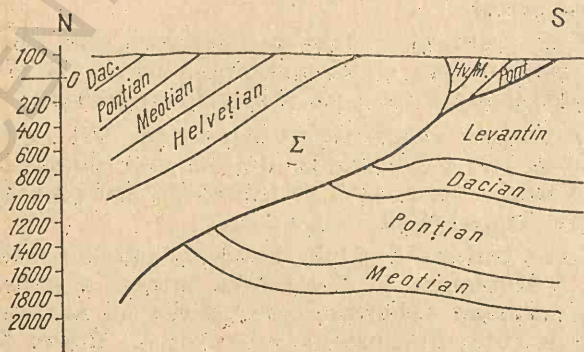


Fig. 98. Secțiune prin structura Ocnița.

Tabelul 42

Profil stratigrafic sumar al formațiunilor mio-pliocene din zona cutelor diapire

Serie, Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea (m), observații
Levantin	Pietrișuri (pietrișurile de Cindești). Nisipuri și gresii slab cimentate, cu intercalații de marne.	În sinclinale ajunge până la 1000 m
Dacian	Nisipuri, gresii slab cimentate, cu intercalații de marne cenușii-vineții, albastrui, nisipoase, fin micacee, argile slab nisipoase și orizonturi de lignit, variabile ca număr și grosime. La partea superioară sint prezente intercalații de nisipuri grosiere iar în partea inferioară predomină nisipuri mai puțin grosiere.	Circa 400 la Boldești, circa 250 în valea Dimboviței.
Pontian	Marne argiloase, marne vineții-albastrui așchiroase și uneori intercalații de nisipuri.	Circa 1000 la Băicoi, circa 600 la Moreni, circa 300 la vest de valea Dimboviței. Secunosc intercalații de nisipuri la Arbănași, Berca, Plopeasa, Podenii vechi. Măgurele, Vilcănești, Căpătura și la Păcureți unde formează obiecte de exploatare.
Meotian	1. Orizontul superior, format din marne fin nisipoase, fin micacee, nisipuri și gresii calcaroase, fin micacee, uneori gresii puțin conglomeratice. 2. Orizontul inferior, alcătuit din marne cenușii, albastrui, marne cenușii nisipoase, gresii calcaroase și gresii calcaroase oolitice.	Grosimea Meotianului scade de la curbura spre vest: circa 700 la Berca, circa 300 în Valea Prahovei; circa 250 la vest de Valea Prahovei; circa 100 la vest de valea Dimboviței. În Valea Prahovei în Meotian, în general sint 3 complexe petrolifere: Meotian I, Meotian intermediar și Meotian II. La vest de Valea Prahovei au fost separate 4 complexe: Meotian I, Meotian II, Meotian intermediar și Meotian III.
Sarmațian	Marne vineții-verzui, în alternanță cu nisipuri și gresii nisipoase, calcaroase, slab verzui, peste care urmează marne calcaroase verzui, calcare verzui, gresii puțin conglomeratice, nisipuri și calcare oolitice cu intercalații subordonate de marnă verzuie.	

Tabelul 42 (continuare)

Serie, Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea (m), observații.
Buglovian	Marne vineții, albastrii, fin micacee, fin nisipoase, cu intercalații subțiri de argile și nisipuri, gresii calcaroase, slab cimentate și bancuri subțiri de gips fibros. Se întîlnesc și șisturi calcaroase bituminoase, cu aspect disodiliform.	
Tortonian	În regiunea V. Prahovei-Valca Teleajenului s-au separat patru orizonturi: a. Orizontul marelui cu Spirialis. b. Orizontul șistrurilor cu Radiolari, format din șisturi argiloase foioase de tipul șistrurilor disodilice, cu intercalații marno-calcaroase, uneori silicificate, în care sînt radiolari. c. Orizontul „Breciei sării”, format din marne argiloase nisipoase, micacee, de culoare cenușie-negricioasă, de obicei bituminoase și sărate. În acest orizont, se întîlnesc depozite de sare (masivele de la Slănic Prahova, Telega-Cîmpina, Predeal Sărari). d. Orizontul tufurilor cu globigerine (Tortonian inferior) format din tufuri dacitice, ce are intercalații de marne albe tufacee cu un conținut mare de globigerine.	Tortonianul s-a dovedit slab productiv pe structura Gură Drăgăneșei, într-un număr foarte mic de sonde.
Helvețian	Marne cenușii miocene nisipoase, cu intercalații subțiri de marne roșii la partea superioară. Marne roșii micacee nisipoase, în jumătatea inferioară. În afară de intercalații de nisipuri și gresii cenușii micacee, care predomină în jumătatea superioară, mai sînt și intercalații de gipsuri, tufuri dacitice și uneori șisturi marnoase foioase, cu aspect disodiliform.	
Burdigalian	Alternanță de gresii grosiere cenușii și roșii-cărămizii cu conglomerate. Bine reprezentat la Brebu (Conglomeratele de Brebu) și la Schiulești, lîngă Văleni de Munte.	
Aquitanian	Marne vineții, șisturi bituminoase foioase, cu aspect disodiliform, de culoare neagră, cu intercalații de gips și calcare șistoase-bituminoase, acoperite uneori cu eflorescențe de sulfăți. Se întîlnesc manifestații saline și uneori chiar masive de sare. (Acest etaj după unii autori este considerat ca făcînd parte din seria oligocenă).	

de pe acest aliniament trec în cute falii, unde Miocenul, de-a lungul unei falii aproape verticale, ia contact cu Pliocenul din flancul sudic; ca exemplu se menționează structurile Cîmpina, Gura-Drăgăneșei și Runcu Sud.

Pe această zonă s-au exploatat, cu rezultate slabe, și s-au făcut explorări, de asemenea cu rezultate slabe sau fără rezultate, la: Apostolache — unde s-a exploatat Meoțianul, la Popești — unde prin sonde de circa 2 700 m adîncime s-au obținut rezultate foarte slabe de producție din Meoțian și Sarmațian, la Scăioși — o exploatare veche din Meoțian cu producție mică, la Vîlcănești — slabe rezultate din Dacian, și la Vîrful Drăgăneșei — unde Meoțianul, slab productiv, formează un obiect de exploatare.

2. În prelungirea vestică a zonei Lapoș Udrești se trece în zona cutelor anticlinale cu diapirism exagerat, unde gradul de străpungere a sării variază. Pe unele structuri sarea a ajuns pînă la suprafață, fiind acoperită de o cuvertură subțire de depozite cuaternare (Băicoi-Sare, Florești, Moreni-Gura Ocniței, Ochiuri), iar pe altele a rămas în Pliocenul inferior (Filipești de Pădure, Teiș).

3. În zona cutelor anticlinale cu diapirism atenuat, situată la sud) de precedentă, sarea este înțilnită în Pliocenul inferior (Aricești, Bucșani).

4. În cea de-a patra zonă, cu anticlinale criptodiapire, cu sarea rămasă în Miocen (Ceptura-Urlați, Boldești), culele anticlinale sînt dispuse tot în culis.

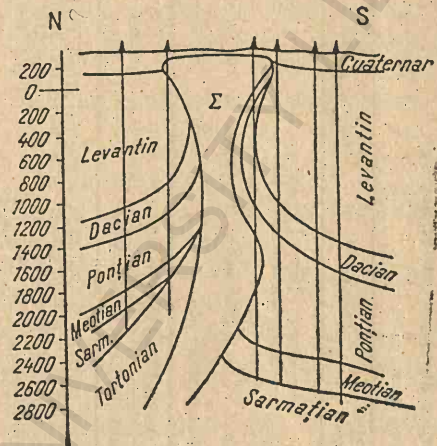


Fig. 99. Secțiune prin structura Băicoi (sectorul Băicoi-Sare).

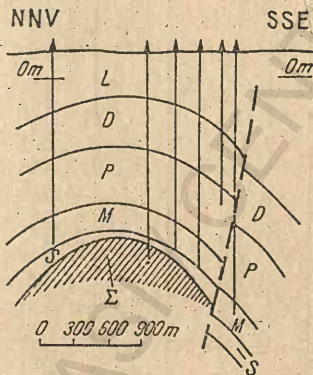


Fig. 100. Secțiune prin structura Aricești.

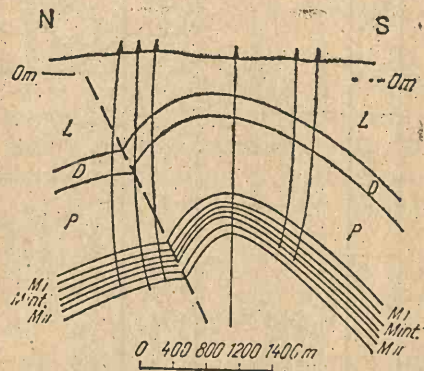


Fig. 101. Secțiune prin structura Boldești.

Obiectele de exploatare ale structurilor din zona cutelor diapire

Tabulul 43

Zona diapirismului revărsat

Structura	Aninoasa	Colibași	Vîrful Drăgăneșei	Gura Drăgăneșei	Cîmpina	Măgurele	Păcureți
Formațiunea productivă	Meoșian	Meoșian	Meoșian	Meoșian, Oligocen	Meoșian, Helvețian, Oligocen	Dacian, Meoșian	Ponțian (nispur), Meoșian
Adîncimea medie a sondeilor, m	1 700	2 000	600	1 900	750—1 400	2 000	1 400

Zona diapirismului exagerat

Structura	Ludești	Dragomirești	Teiș	Ochiuri	Răzvad	Gura Ocniței-Moreni-Bana-Piscuți	Filipești-Siliștea-Dealului, Filipești de Pădure	Băicoi	Țintea
Formațiunea productivă	Meoșian (flancul nordic); Helvețian (flancul sudic)	Meoșian	Dacian (în zona de mare ridicare), Meoșian	Levantin (flancul nordic), Dacian, Helvețian (flancul sudic)	Meoșian Helvețian	Levantin (flancul sudic), Dacian, Meoșian	Meoșian (Filipești-Siliștea-Dealului), Dacian (vest Filipești de Pădure), Meoșian, Helvețian (Filipești de Pădure)	Dacian (flancul sudic la Băicoi Sare și la Băicoi), Meoșian	Levantin (flancul sudic) Dacian (flancul sudic și nordic) Dacian superior, Meoșian
Adîncimea medie a sondeilor, m	1 600	1 900	1 800	1 250	1 300	1 000—1 950	1 800	1 800—2 650	2 650—3 000

Zona diapirismului atenuat

Structura	Bucșani	Mărgineni	Aricești
Formațiunea productivă	Dacian, Meoșian	Dacian, Meoșian, Buglovian	Levantin, Dacian, Meoșian, Buglovian
Adîncimea medie a sondeilor, m	1 900	2 150	1 800—2 200

Zona diapirismului profund

Structura	Vîlădeni-Mănești	Tînosu-Brazi	Boldești	Valca Orca	Ceptura-Urtași	Sîrata-Monteoru	Plopesa	Berca	Arbănași
Formațiunea productivă	Dacian, Meoșian	Meoșian, Sarmatian	Ponțian (nispur), Meoșian	Meoșian	Ponțian (nispur), Meoșian	Meoșian Sarmatian	Meoșian	Meoșian	Meoșian
Adîncimea medie a sondeilor, m	1 300—1950	2 700	2 500	2 600	1 100	1 900	1 200	600 1 200—1 700	600—1 800

În zona cutelor diapire, ca roci mame de petrol se consideră șisturile bituminoase foioase din Aquitanian, șisturile bituminoase cu aspect disodiform din Helvețian, șisturile cu radiolari din Tortonian (cărora li se atribuie o mare parte din zăcămintele neogene), șisturile calcaroase bituminoase din Buglovian și Sarmațian.

Rocile magazin se întîlnesc atît în Miocen cît și în Pliocen și sînt reprezentate prin nisipurile și gresiile din Helvețian, nisipurile lenticulare și gresiile din Sarmațian, Meoțian, nisipurile întîlnite local în Ponițian, nisipurile din Dacian și cele din baza Levantinului.

Seriile grezo-nisipoase petrolifere sau gazeifere sînt separate de pachete groase de marne ce au rolul de roci protectoare. Seriile grezo-nisipoase din Helvețian au ca rocă protectoare marnele din partea superioară a acestui etaj. Nisipurile tortoniene sînt protejate de marnele Buglovianului, ale cărui serii grezo-nisipoase, ca și ale Sarmațianului, sînt protejate de intercalațiile marnoase din aceste etaje, cum și de marnele din baza Meoțianului.

Seriile grezo-nisipoase din Meoțian au un înveliș protector în marnele ponițiene, iar cele din Dacian în marnele Levantinului inferior.

Zăcămintele din Pliocen sînt fie stratiforme boltite, mai mult sau mai puțin compartimentate, fie ecranate tectonic, iar cele din Miocen sînt ecranate stratigrafic.

Depresiunea Getică. Depresiunea Getică este situată în fața Carpaților Meridionali, fiind cuprinsă între valea Dimboviței și Dunăre. În sud se întinde pînă la prelungirea vestică a falci pericarpatiche (?), orientată pe direcția Drăgășani-Filiași.

Această depresiune s-a format prin scufundarea unei zone de cristalin ce ține de Carpații Meridionali. Scufundarea a început la sfîrșitul Pliocenului. Aci se întîlnesc depozite ce aparțin Senonianului, Paleogenului, Miocenului, Pliocenului și Cuaternarului (tabelul 44).

În Depresiunea Getică din punct de vedere tectonic, se deosebește o structură cutată a Presarmațianului ce a afectat Miocenul și Paleogenul și una monoclinală ce privește Sarmațianul și Pliocenul.

Prin prospecțiuni seismice și foraje în această depresiune, s-au pus în evidență zone structurale formate din una sau mai multe ridicări ale fundamentului Paleogen cutat și separate de sinclinale largi, în care sînt acumulate depozite miocene și pliocene, prezente într-o succesiune stratigrafică continuă, dar care dispar discordant pe flancurile ridicărilor și în regiunea de boltă, ceea ce a făcut ca factorii stratigrafici și litologici să contribuie la realizarea condițiilor de apariție a capcanelor.

Ridicările mai nordice prezintă amplitudini mai mari, iar cele sudice sînt de amplitudine mai mică, ajungînd să se confunde cu monoclinalul domol și aproape orizontal al Pliocenului din partea centrală a Olteniei.

Cutele anticlinale de direcție E—V sînt dispuse fie una în prelungirea, alteia, fie în culise. Pe cîteva din aceste anticlinale au fost întîlnite, prin foraje Oligocenul, acoperit transgresiv de Helvețian sau Pliocen. Aceasta se explică

Tabelul 44

Profilul stratigrafic sumar al Depresiunii Getice (după datele de suprafață și din foraje)

Sistem sau serie	Serie sau etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Observații
Pliocen	Levantin	La partea superioară pietrișuri, sub care urmează o alternanță de argile vineții și nisipuri în care uneori se întâlnesc și intercalații de strate subțiri de lignit.	
	Dacian	Alternanță de marne argiloase vineții și nisipuri cu intercalații de strate de lignit.	Circa 300 m grosime. La suprafață, la vest de Olt, stă direct pe Ponțian sau trece de limita acestuia și stă pe Meoțian. La est de Olt, până în Valea Dimboviței, stă direct pe Miocen.
	Ponțian	Marne vineții compacte, mai nisipoase la partea superioară.	700—800 m grosime. Dezvoltat la suprafață sub forma unei fișii înguste, la sud de fișia de Meoțian sau direct pe preMeoțian.
	Meoțian	Marne cenușii-nisipoase. Marne vineții, nisipuri și gresii friabile	Dezvoltat la suprafață sub forma unei fișii late de 2—3 km, ce se întinde de la est de Valea Otăsău până în Valea Gilortului, precum și sub formă de petice la nord de această fișie. În jud. Argeș Meoțianul este gros de la câțiva metri până la câțiva zeci de metri. Între Olt și Jiu are o grosime de circa 400 m și prezintă mari variații de litofacies.
	Sarmațian	Marne în alternanță cu nisipuri și gresii și uneori intercalații de argile foioase bituminoase. Uneori intercalații de conglomerate sau de calcare.	Pe unele structuri a fost traversat pe grosimi de câțiva zeci de metri, iar pe altele (Grădiștea Hurezani, Socu, Țicleni Bitleni etc.) a fost întâlnit pe grosimi de câteva sute de metri.

Tabelul 44 (continuare)

Sistem sau serie	Serie sau etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Observații
Miocen	Tortonian	Între V. Oltului și V. Cernei : marne cu <i>Spiralis</i> , șisturi cu radiolari, orizont cu sare, tufuri dacitice. La vest de V. Oltului : marne grezoase albastrii, conglomerate și gresii verzui.	Unele sonde de pe structurile Grădiștea, Licurici, Bustuchini, Socu au întâlnit sarea pe grosimi de 100—260 m.
	Helvețian	Nisipuri, gresii și nisipuri groșiere cu intercalații de marne cenușii	Întâlnit pe grosimi de câteva zeci de metri până la sute metri (Țicleni-Bilteni).
	Burdigalian	Conglomerate	Întâlnit în sonda 901 Țicleni.
	Aqu nian	Marne roșcate gipsifere și marne cenușii nisipoase cu intercalații de gipsuri.	Întâlnit în sonda 901 Țicleni.
Paleocen	Oligocen	Între V. Argeșului și V. Rîului Doamnei : șisturi menilitice. Între V. Otăsău și V. Oltului : marne de tip Pucioasa cu intercalații de șisturi disodilice, conglomerate și gresii. La partea superioară intercalații de nisipuri și marnocalcare.	Întâlnit în faciesul de Pucioasa pe unele structuri din jud. Argeș (Vața-Chirițești, Bogați, Glimbocelu etc.) și pe unele structuri din jud. Gorj (Roiești, Negoiești vest, Tîrgu-Jiu sud, Țicleni, Bilteni)
	Eocen	Albești : calcare grezoase și gresii calcaroase Între V. Otăsău și V. Rîului Doamnei : gresii gălbui friabile (Gresia de Corbi). Marne cenușii-verzui cu intercalații de gresii. Conglomerate poligene Săcel : conglomerate cu Nummulites.	
Cratacic	Senonian	Conglomerate mărunte, gresii cenușii, marne cenușii, local calcare recifale.	Întâlnit la izvoarele Văii Olăneștilor, pe versantul sud-estic al muntelui Vintura-rița, pe marginea de sud a cristalinelui Cozia în bazinul Brezoi-Titești, la Albești În sonda 901 Țicleni.

prin existența unei cordiliere, care, după o perioadă de exondare ce a durat pînă în Helvețian sau Pliocen, s-a scufundat și a fost acoperită treptat de Pliocen.

În sinclinalele ce separă cutele anticlinale, și care sînt de adîncimi și lățimi variabile, în perioada de exondare a cutelor a avut loc sedimentarea continuă a Neogenului.

Cuvertura pliocenă de pe unele ridicări, datorită unor mișcări de recutare, a format ușoare sinclinale în zonele de boltă din adîncime, ale acestor ridicături (Țicleni, Bîlteni).

Cutele anticlinale pot fi grupate într-o serie de zone anticlinale, de care sînt legate structuri petrolifere și gazeifere. De la nord la sud, s-au individualizat următoarele zone (fig. 102 și tabelul 45):

1. Zona Stîlpeni-Ciofrîngeni-Măgura Slătioarei-Tg. Jiu sud, care se află în prelungirea zonei flișului cretacic din Carpații Orientali și prezintă în extinderea vestică o serie de ramificații: ramificația nordică de la Ciocadia-Săcel-Voitești; ramificația Alimpești-Zorlești, mai în sud; ramificația Bustuchini-Licurici — Țicleni—Rășina-Bîlteni-Mătășaru.

Forajele de la Stîlpeni nu au întîlnit Meoțianul și Sarmațianul și din Pontian au intrat în Paleogen sub care au întîlnit Cretacicul.

2. Zona Boțești-Merișani-Galicea Stoiceni-Roești-Măldărești-Grădiștea, care prin anticlinalul Boțești, în care prin foraje a fost întîlnit Paleogenul în faciesul stratelor de Pucioasa, este în prelungirea pîntenului de Homoriciu și pe același aliniament cu zona cutelor anticlinale cu diapirism revărsat.

3. Zona Ludești-Bogați-Pitești-Slătioarele-Stănești-Zătreni-Turburea, în prelungirea cutelor anticlinale cu diapirism exagerat.

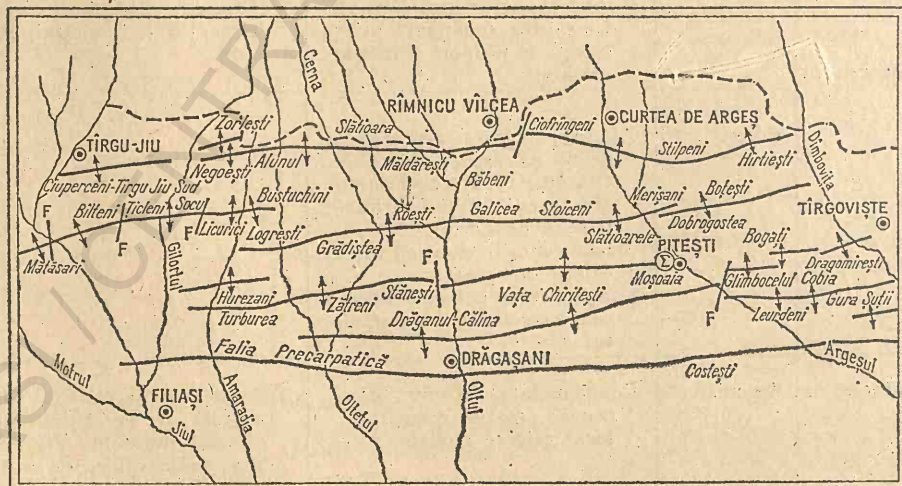


Fig. 102. Zonele anticlinale cu structuri petrolifere și gazeifere din Depresiunea Getică.

Tabelul 45

Zonele anticlinale cu structuri petrolifere și gazeifere din Depresiunea Getică

I. Zona Stilpeni- Ciofrîngeni-Măgura Slătioarei-Ciuperceni

Structura	Ciuperceni-Tg. Jiu	Bilteni	Țicleni	Socu	Bustuchini	Negoești-Alunul
Formațiunea geologică productivă	Helvețian Oligocen	Meoțian Sarmațian Helvețian	Meoțian Sarmațian Helvețian	Meoțian (inferior)	Sarmațian Helvețian	Helvețian
Adâncimea medie a sondelor, m	2 500	2 500—2 700	2 700	2 200	2 600—2 800	1 800

II. Zona Boțești-Merișani-Galicea-Grădiște-Hurezani

Structura	Hurezani	Grădiște	Băbeni	Galicea	Merișani Drăganu	Colibași-Dobrogea-Boțești
Formațiunea geologică productivă	Sarmațian	Sarmațian	Helvețian	Helvețian	Helvețian	Helvețian Oligocen, gresia de Fusaru
Adâncimea medie a sondelor, m	2 000	1 500	1 200	1 700	1 700	2 250

III. Zona Glimbocelul-Pitești-Stănești-Dragoești-Zătreni

Structura	Zătreni	Moșoaia	Bogați	Glimbocelul
Formațiunea geologică productivă	Sarmațian	Meoțian Helvețian	Meoțian Helvețian	Meoțian (flancul sudic)
Adâncimea medie a sondelor m	2 700	1 000	1 600	1 200

IV. Zona Șuța Seacă-Cobia-Leordeni-Vața Chirîțești-Oțești

Structura	Oțești	Vața-Chirîțești	Leordeni	Stratonești	Girleni	Cobia	Șuța-Seacă
Formațiunea geologică productivă	Meoțian	Meoțian	Meoțian	Meoțian	Meoțian	Flancul nordic : Sarmațian și Helvețian Flancul sudic : Meoțian	Meoțian Sarmațian (în est) Gura Șuții (sud Șuța Seacă) : Meoțian
Adâncimea medie a sondelor, m	900	1 000	1 800	1 600	1 600	1 600	1 700—2 200

4. Zona Șuța Seacă-Cobia-Leordeni-Vața-Chirițești-Drăganul, în prelungirea cutelor anticlinale cu diapirism atenuat.

Rocile mame din Depresiunea Getică sînt șisturile disodilice și șisturile argiloase bituminoase ale Oligocenului, în faciesul stratelor de Pucioasa. În Miocen sînt roci cu caractere de roci mame în Helvețian, reprezentate prin șisturile cu radiolari, și în Sarmațian reprezentate prin șisturi calcaroase bituminoase cu aspect disodiliform.

Rocile magazin sînt reprezentate prin gresiile și nisipurile din Meoțian, Sarmațian, Helvețian și prin gresia de Corbi în Oligocen. Pînă în prezent, în rocile magazin din Meoțian, Sarmațian și Helvețian, din o serie de structuri, sînt cunoscute importante acumulări de hidrocarburi.

Marnele sînt prezentate atît în Oligocen cît și în Neogen, fie ca intercalații într-un etaj, fie caracterizînd un etaj întreg, cum este Ponțianul. Raporturile de discordanță dintre Pliocen și Sarmațian ca și cele dintre Sarmațian și Helvețian, precum și mișcările de cutare, au creat condiții favorabile pentru formarea de zăcăminte stratiforme monoclinale, ecranate tectonic sau litologic, zăcăminte stratiforme ecranate litologic sau stratigrafic — pe flancuri în Sarmațian și Helvețian, zăcăminte de boltă — în Meoțian și Helvețian. Structurile petrolifere din Depresiunea Getică pot fi grupate în două regiuni: Argeș și Tg. Jiu.

Structurile din regiunea Argeș se caracterizează prin cute anticlinale cu înclinări mai mici în Pliocen ($8-10^\circ$) și cu înclinări mai mari în Miocen (20°) și Oligocen (40°) și compartimentate de o serie de falii transversale de mică amplitudine (fig. 103).

În zona axială a unor cute anticlinale, Meoțianul acoperă discordant Oligocenul, iar pe flancuri el stă discordant peste Sarmațian. Tortonian sau Helvețian. Zăcămintele din Meoțian sînt, în general, stratiforme boltite,

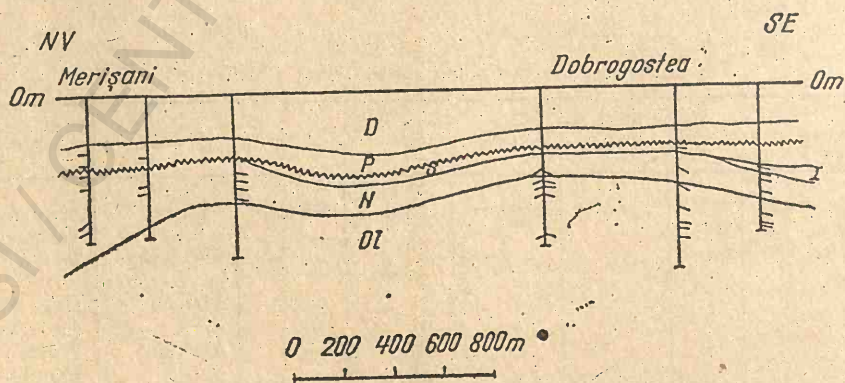


Fig. 103. Secțiune prin structurile Merișani și Dobrogea — jud. Argeș (după D. Paraschiv și N. Grigoraș).

compartimentate, uneori ecranate litologic iar în Miocen sînt stratiforme ecranate stratigrafic și pe unele structuri se întîlnesc și zăcăminte ecranate litologic.

În regiunea Tg. Jiu se menționează structurile Bilteni și Țicleni. Pe structura Bilteni, Miocenul formează un anticlinal peste care Pliocenul, discordant, descrie un sinclinal larg, deplasat față de cuta miocenă. Pe flancurile anticlinalului miocen. Pliocenul schițează două cute atenuate: una nordică — la Rovinari și alta sudică — la Peșteana. Structura este compartimentată într-o serie de blocuri tectonice. O falie mare, longitudinală, flanchează o zonă mai căzută a flăncului sudic. Compartimentele de la nord de această falie prezintă un sistem de falii după care blocurile cad, în general, de la nord la sud.

Cele două bolți anticlinale, de la Rovinari și Peșteana, s-au format la finele Pliocenului, când sinclinalele miocene au avut o tendință de ridicare, care a condus la formarea acestor cute, între ele luînd naștere sinclinalul Bîlteni. Pe seama acestei tendințe de ridicare de la finele Pliocenului, trebuie pusă și faliera sinclinalului de Pliocen Bîtleni, în toate direcțiile. Pe aceste falii, s-a produs probabil migrarea fluidelor din Sarmatian în rocile magazin meotiene, sarmatiene și helvetiene din zona axială a sinclinalului.

La est de structura Bîlteni, se află structura Țicleni (fig. 104) unde Pliocenul superior formează un sinclinal foarte compartimentat, care maschează

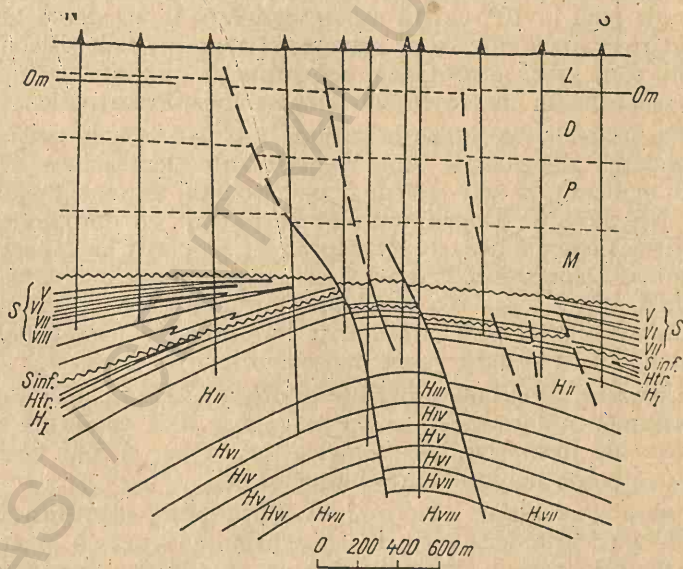


Fig. 104. Secțiune geologică sintetică prin anticlinalul Țicleni (după C. Teodorescu, L. Ponta N. Grigoraș).

un anticlinal ce se schițează în Meoșian și se accentuează în Sarmațian și mai ales în Helvețian. În zona axială a structurii, un mare accident tectonic longitudinal separă cele două flancuri, care la rândul lor sînt compartimentate într-o serie de blocuri. Zăcămintele sînt cantonate în Meoșian, Sarmațian și Helvețian.

Platforma Moldovenească. Platforma Moldovenească, situată în partea de nord-est a țării noastre, reprezintă continuarea pe teritoriul României a Platformei Podolice. Ea este delimitată la est de valea Prutului, iar la vest de o linie ce trece la vest de valea Siretului. În sud, Platforma Moldovenească se afundă înspre Depresiunea Bîrladului de-a lungul unui important accident tectonic, pus în evidență prin foraje, orientat aproximativ pe linia Negulești-Corbeasca.

În succesiunea stratigrafică a formațiunilor geologice din această platformă au fost identificate Precambrianul, Ordovicianul, Silurianul, Devonianul inferior, Cretacicul, Miocenul, iar din Pliocen lipsește Pontianul. Local, pe marginea de vest a platformei, între Cretacic și Tortonian se întîlnește Eocenul, format din coloane, groase de numai cîțiva metri (v. tabelul 46).

Platforma Moldovenească se prezintă ca un monoclinal ce înclină de la nord-est spre sud-vest și se afundă sub depozitele Miocenului inferior ale Depresiunii Precarpatice care, în unele locuri, încalcă depozitele Miocenului superior din platformă pe mai mulți kilometri.

Prospecțiunile seismice au arătat că pe fondul general al depozitelor Miocenului superior din platformă, ce înclină treptat de la est către vest, de la cîteva grade pînă la 10° , există ușoare ondulații și accidente tectonice, cu denivelări foarte variate în ceea ce privește săritura pe falie. Blocurile căzute sînt cele din vest, ceea ce arată că, cel puțin pe anumite zone, Platforma Moldovenească coboară în trepte sub Depresiunea Precarpatică.

În urma forajelor executate în ultimii ani de-a lungul zonei care marchează afundarea Platformei Moldovenești sub Depresiunea Precarpatică a fost pus în evidență, la sud-vest de orașul Roman, un monoclinal ce înclină pe direcția NE-SV spre Depresiunea Precarpatică. În apropiere de Girov, depozitele sarmațiene din această structură sînt acoperite de depozitele Miocenului inferior al Depresiunii Precarpatice. Acest monoclinal este afectat de o serie de falii, dintre care cea mai importantă este falia Siretului, ce urmărește aproximativ cursul văii Siretului și care împarte monoclinalul într-un bloc estic mai ridicat și unul vestic mai coborît.

Pînă în prezent nu există suficiente informații asupra structurii de adîncime a Platformei Moldovenești și nu se cunosc încă condițiile structurale și stratigrafice ale formațiunilor geologice mezozoice și mai vechi, în care ar putea fi cantonate acumulări de hidrocarburi.

Depresiunea Bîrladului. Depresiunea Bîrladului, identificată gravimetric, cuprinde zona afundată între Platforma Moldovenească în nord și Promotoriul nord-dobrogean, în sud, care se afundă în direcția nord vest, între văile inferioare ale Siretului și Prutului. Spre vest, această depresiune se deschide în Depresiunea Precarpatică, a cărei ramificație pare a fi (după interpretarea hărții gravimetrice), iar în est se leagă cu Depresiunea Predo-

Tabelul 46

Profilul stratigrafic sumar al Platformei Moldovenești

Sistem, serie	Etaj		Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Observații	
Pliocen	Meotian		Alternanță de marne cenușii, nisipuri și gresii.	Dezvoltat în partea de sud a platformei, pe direcția Plopana-nord Fălciu, la sud de care este acoperit de Dacianul și Levantinul din Depresiunea Birladului	
Miocen	Sarmațian	Chersonian	Gresii Nisipuri, marne și gresii oolitice.	Circa 150 m grosime.	Gaze la Roman, indicații la Hirlău-Deleni, Socola, Miroslava.
		Bessarabian	Argile nisipoase, nisipuri și gresii oolitice. Nisipuri, gresii și calcare oolitice.	Circa 400 m grosime.	
		Volhinian	Nisipuri cu intercalații de argile și gresii oolitice. Argile și gresii.	Circa 250 m grosime.	
	Buglovian	Marne și calcare caver-noase. Gresii marnoase.			
	Tortonian		Marne cu <i>Spiralis</i> . Marne, argile și gresii. Calcare recifale cu <i>Lithothamnium</i> . Conglomerate formate din fragmente de silex.	În partea de vest a platformei, depozitele din baza Tortonianului sînt înlocuite de gipsuri și anhidrite. Grosimea acestui etaj variază de la 30 m (Crasna) la 180 m (Roman).	
Cretacic	Turonian-Senonian Cenomanian		Marne cretoase și gresii glauconitice. Marne cretoase și cognlomerate.	Între Rădăuți-Prut și Darabani grosimea Cretacicului variază de la cîțiva metri (Hirlău) pînă la 150 m (Roman).	
Devonian inferior (?)	Gresii roșietice (Crasna) sau cenușii (Roman).				
Gothlandian	Calcare cenușii-negricioase, parțial bituminose, cu intercalații de gresii argiloase.		Forajele de la Deleni au întîlnit calcare cu brachiopode și trilobiți. A mai fost întîlnit la Todireni, Iași, Roman.		
Ordovician	Gresii și șisturi argilo-grezoase.		Întîlnit de foraje la Iași; e probabil ca în aceste depozite să fie cuprins și Cambrianul.		
Precambrian	Fundamentul, format din gnaise sericitoase (întîlnit de foraje la Iași) sau din granitul roșu de Rapakiwi (întîlnit de forajul de la Todireni).				

brogeană. În nord, se întinde pînă la un accident tectonic orientat pe linia Negulești-Corbeasca, de direcție est-vest. În această depresiune, care a suferit o serie de exondări, peste fundamentul cristalin urmează depozite ce aparțin Triasicului, Jurasicului, Cretacicului, Miocenului și Pliocenului, din care lipsește Pontianul (v. tabelul 47).

Fundamentul cristalin în zona de la nord-vest de Galați este format din gnaise și micașturi cu intruziuni de granite și diorite, acoperite de șisturi cloritice, întâlnite de forajele de la Lascăr Catargi, Negrea, Frumușița, Tudor Vladimirescu. Peste fundamentul cristalin urmează gresii silicioase verzui, uneori violacee, cu intercalații de marne și argile verzi și cenușii, ce au fost parțial forate, pe o grosime de 200 m, de o sondă la Crăești și care au fost considerate ca aparținînd șisturilor verzi (Algonkian sau Cambrian?). În partea centrală a depresiunii nu se cunoaște încă existența Paleozoicului, nici succesiunea completă a celorlalte depozite geologice, deoarece numărul de sonde forate pînă în prezent în această parte este încă prea mic. Pe bordura de nord a depresiunii, fundamentul este format de Paleozoicul inferior (Silurian superior, Devonian?), reprezentat prin gresii fine, silicioase, roșietice, verzui sau violacee cu intercalații de argile șistoase de aceeași culoare.

Prospecțiunile seismice făcute în Depresiunea Bîrladului au arătat că pe fondul general de afundare a depozitelor neogene de la est către vest se schițează ușoare cute anticlinale separate de sinclinale.

Depozitele mezozoice, în ansamblu, formează o zonă sinclinală care se reazimă cu un flanc pe Platforma Moldovenească și cu celălalt pe Promontoriul nord-dobrogean. În detaliu, structura depozitelor mezozoice este complicată de o serie de accidente tectonice, de-a lungul cărora o serie de blocuri sînt mai ridicate sau mai scufundate; local au fost puse în evidență și slabe boltiri.

Formațiunile sedimentare din această depresiune au o afundare generală de la est către vest, direcție în care, pe măsura afundării, se și îngroașe, în special în Sarmațian.

La nord-vest de Galați, sondele, după ce au traversat depozitele terțiare, au întîlnit fundamentul cristalin (la Smîrdan la 300 m, la Frumușița la 100 m, la Lascăr Catargi la 700 m). La Smîrdan și Lascăr Catargi, fundamentul cristalin are o cuvertură de Pliocen, iar la Frumușița, între fundamentul cristalin și Pliocen se interpune Sarmațianul. S-au găsit gaze la Frumușița—în Sarmațian, la Tudor Vladimirescu—în Pliocen și petrol la Lascăr Catargi—în Pliocen.

Platforma Moesică. Platforma Moesică (fig. 105) cuprinde zona ridicată ce se întinde de-o parte și de alta a cursului inferior al Dunării. Este limitată la sud de Depresiunea Prebalcanică, la nord — de Depresiunea Precarpatică de-a lungul unei linii tectonice considerată ca prelungirea faliei pericarpatică pe direcția Mizil-Tinosu-Spineni-Bîbești-Ciovrnășani iar la est și nord est — de orogenul nord dobrogean de care este delimitat prin falia Peceneaga-Camena. Platforma se afundă în trepte, către est, de-a lungul unui sistem de falii.

Tabelul 47

Profilul stratigrafic sumar al Depresiunii Bîrladului

Sistem sau serie	Serie sau etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Observații
Pliocen	Levantin	Pietrișuri, nisipuri și gresii cu intercalații de marne și argile.	În partea de nord a depresiunii, Levantinul și Dacia-nul au o grosime de circa 900 m. Întreg Pliocenul are grosime de 1 050 m în partea de nord.
	Dacian	Alternanță de nisipuri cu marne argiloase cenușii-negricioase, uneori brune cu intercalații de strate subțiri de lignit.	
	Meoțian	Nisipuri, marne și gresii. În partea de nord a depresiunii este format din nisipuri cu intercalații de argile și cinerite andezitice.	
Miocen	Sarmațian	Strate subțiri de nisipuri și gresii slab oolitice în alternanță cu marne cenușii.	Întîlnit constant în depresiune la baza depozitelor terțiare. Este dezvoltat în partea centrală a depresiunii, unde are o grosime de circa 1 200 m.
		Gresii și calcare oolitice, nisipuri cu intercalații de marne cenușii.	Sarmațianul mediu și inferior cu gaze și petrol la Frumușița.
	Tortonian	Gresii calcaroase micacee cu intercalații de marne cenușii și gips (în partea de nord a depresiunii).	
Paleocen	Eocen	Argile verzi și gresii glauconitice ce ating grosimi de circa 40 m (depozitele eocene au fost întîlnite în general acolo unde sînt și depozitele jurasice).	
Cretacic (?)	Calcare salb organogene, groase de circa 18 m (în partea de nord a depresiunii).		

Tabelul 47 (continuare)

Sistem sau serie	Serie sau etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Observații
Jurasic	Calcare albe (în partea de sud a depresiunii).	Argile marnoase cenușii închise și negre și gresii ce ating grosimi de 80 m, considerate ca aparținând Doggerului (zona centrală a depresiunii).	Marne bariolate în alternanță cu gresii și cu intercalații de tufuri calcaroase alburii (circa 190 m grosime) (partea de nord a depresiunii).
Triasic	Gresii calcaroase roșii violacee cu vine de calcit (în partea de sud a depresiunii).		<i>Triasic superior</i> (?). Gresii argiloase roșcate cu intercalații de argile cărămizii-vișinii (180 m grosime). <i>Triasic mediu</i> (?). Calcare breccioase negricioase cu intercalații de marne cenușii închise (în partea de nord a depresiunii).

Prin foraje, în Platforma Moesică de pe teritoriul țării noastre a fost pus în evidență un înveliș sedimentar format din depozite ce aparțin Paleozoicului, Mezozoicului și Neozoicului, ce coboară lent de la sud spre nord, afundându-se sub depozitele neogene ale Depresiunii Precarpatice și acoperă un fundament Precambrian.

În partea de vest, fundamentul, format din șisturi cristaline, a fost întâlnit la Optași, iar în partea de est la Piua Pietrei, unde este reprezentat prin șisturi verzi și la vest de Brăila, prin șisturi cristaline.

Profilul stratigrafic sumar al formațiunilor din Platforma Moesică este dat în tabelul 48.

În platforma Moesică se disting 3 mari elemente tectonice, dintre care două în partea de vest și unul în partea de est, separate de falia Fierbinți. În vest este o zonă depresionară orientată V-E, pe direcția Băilești-Roșiori-Călugăreni care se leagă în spre sud vest cu depresiunea Lom din Bulgaria.

Maximum de ridicare din nord vestul zonei depresionare Roșiori, este în zona Balș-Slatina-Optași-Nord București, care prezintă tendința de separare în două compartimente, unul nordic, pe direcția Iancu Jianu-Optași și unul sudic, pe direcția Craiova-Balș-Slatina-Ciurești.

În partea de sud est a depresiunii Roșiori sectorul de ridicare majoră se situează pe linia Corabia-Sud Giurgiu, aproape paralelă cu ridicarea de pe direcția Balș-Slatina-Optași-Nord București.

În partea de est a platformei, al treilea mare element tectonic este sinclinalul Urziceni-Fetești, care prezintă tendința de scufundare spre

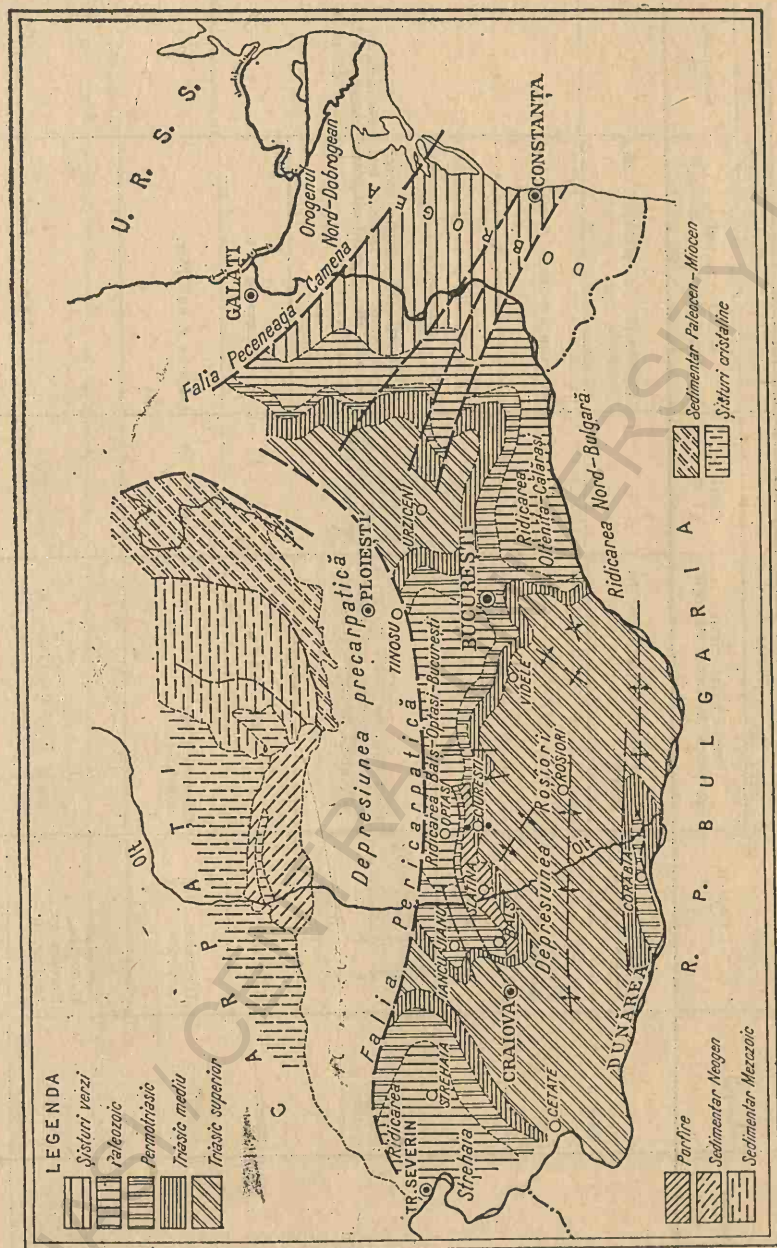


Fig. 105. Schița depozitelor prejuraseice din Platforma Moesică (după I. Pătruș și N. Grigoras).

Tabelul 48

Profilul stratigrafic sumar al Platformei Moesice
(C. Beca)

Sistem	Serie	Etaj	Partea de vest		Partea de est	
			Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Neogen	Pliocen	Levantin Dacian	Alternanță de pietrișuri cu nisipuri.		Alternanță de pietrișuri cu nisipuri.	
		Pontian Meotian	Alternanță de marne cu nisipuri.		Alternanță de marne cu nisipuri.	
		Sarmatian	Alternanță de gresii și marne.		Alternanță de gresii și marne.	
			Alternanță de gresii, marne și nisipuri. Pe zone mai ridicate sint gresii calcaroase și calcare.	De la cliffă la metri până la sute de metri.	Alternanță de gresii, marne și nisipuri. Pe zonele mai ridicate sint și gresii calcaroase și calcare.	De la cliffă la metri până la sute de metri
	Miocen	Bulgovian	Exondare		Exondare	
		Tortonian superior	Marne nisipuri în bază, local, anhidrite	Maxim 100,0	Marne și anhidrite.	
		Tortonian Helvetian Burdigalian Aquitania	Exondare		Exondare	
	Oligocen:					

Paleogen	Eocen	Superior	Exondare	Exondare		
		Mediu	Marne cenușii-verzui cu intercalații de marno-calcare și gresii (sud de Craiova)	Circa 150		
		Inferior	Exondare			
	Cretacic superior	Danlian				
		Senonian	Maastrichtian	Calcare cretoase albe cu intercalații de marne și calcare grezoase.	500 - 700; grosimea se reduce de la sud către nord și totodată are loc și o înlocuire a calcarelor cretoase prin calcare marnoase	Ca și în partea de vest, Senonianul a fost identificat numai prin Maastrichtian și Santonian. Uneori el este complet erodat.
			Campanin			
			Santonian	Calcare grezoase, sillexuri, tufite.		
			Coniacian			
		Turonian	Alternanță de marne și argile cu marno-calcare cenușii.	Circa 100	Alternanță de marne și argile cu frecvente intercalații de calcare și marno-calcare.	
		Cenomanian	Marne, marno-calcare, gresii	30 - 50	Depozite în general marnoase	
Cretacic mediu (complex Albian-Turonian)	Albian-Vraconian	Facies marnos. În depresiunea Roșiori, intercalații de calcare La vest de valea Jului lipsește.		În locul marnelor apar calcare. Lipsește la Urziceni, la est de care apare în fațes nisipos glauconitic, cum este de altfel Iatrin și pe zona Hirlești-Glavacloc, unde în zona de trecere de la marne la calcare sînt gresii și nisipuri glauconitice.		

Tabelul 48 (continuare)

Sistem	Serie	Etaj	Parte de vest		Parte de est	
			Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea m
Cretacic	Cretacic mediu	Superior	Marne cu Cephalopode		Nispuri glauconitice. Marne și gresii glauconitice	
		Mediu	Exondare (?)		Exondare (?)	
	Cretacic inferior	Inferior	Apianul uncori lipsește. Calcare, pe alcouri marno-calcare, marnice. In reg. Craiova-Ciurești creta- ciul e transgresiv pe calcarele noduloase roșii.	450—80 (în sud)	Calcare detritice organogene cenușii	50—150
		Tithonic	Calcare și dolomite		Calcare și dolomite	
Juristic superior	Malm	Kimmeridgian	Calcare noduloase roșii în zona Craiova-Balș-Slatina. Calcare pseudoolitice alb, gălbui, cenușii. (Cetate).	Circa 400	Calcare oolitice și dolomite, Călărași.	700
		Oxfordian	Calcare fine, cenușii deschise, parțial noduloase (Cetate).	200 m	Calcare și dolomite	
		Callovian superior	Calcare noduloase roșii-brune.	40—150	Complexul superior marnos lip- sește la est de București.	
		Callovian inferior	Marne, marno-calcare	400 m la nord de Balș		
Juristic mediu	Complex superior	Batonian (inferior?)	Marne și marno-argile cenușii- negricioase cu concrețiuni de pirtă și diacaze de caldit.			
		Bajocian superior	Alternanță de gresii cu nisipuri silicioase, intercalații de argile și marno-argile, cenușii sau brune. În unele, zone interca- lații de calcare organogene și de conglomerate.			
	Complex inferior	Bajocian inferior				
		Aalenian	Argile și marne argiloase (Ca- racal).	Dezvoltare maximă între Olt și Jiu.	Călărași: argile negricioase intercalații de nisip silicios. Calcar brun	Peste 100 m
Liasic superior	Liasic superior					

Tabelul 48 (continuare)

Sistem	Serie	Etaj	Partea de vest		Partea de est	
			Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Permian			Seria roșie inferioară	valca Oluhui și foarte repede spre est unde pe unele zone lipsește		
	Superior	Westfalian	Exondare (?)			
	Mediu	Namurian	Marne, argile, gresii.			
Carbonifer			Calcarinite brune-gălbui cu intercalații de calcare fin granulare, uneori pseudoolitice, brun negricioase. Unele intercalații sînt bituminoase (Cetate, Ciurești). Complexul calcarelor din națiene are o grosime de peste 500 m).	Circa 1 500	Alternanță de marno-argile bituminoase cu gresii fine negricioase-cărbuni și calcare negre (Călăreți, est București). Argile brune-cenușii.	Circa 1 500
	Inferior	Dinantian			Depozite de calcare (Șoldanu și Ciochina).	
		Viscan			Calcare (Călărași).	
Devonian	Superior	Frasnian	În zona Baș-Craiova din argile, gresii, calcare.		În zonele Șoldanu-Călărași și Urziceni.	
	Mediu	(?)			La Călărași, calcare în parte dolomitizate cu intercalații de anhidrite și strate foarte subțiri de argile brun închise.	Peste 1 000 m
	Inferior (?)	(?)	Exondare (?)		Prezența nesigură (?) argile negricioase	
Silurian	Superior		Gresii dure și argile	400 m la Optași	Sisturi argiloase negricioase cu intercalații de gresii cu dia-	Zeci de metri la Bordeul Verde.
	Mediu Inferior		În zona Baș-Optași.		calce de calcit cu pirizări și gresii groțolite a Călărași, Bordeul Verde la	
Ordovician			Gresii cuarțifice.		Gresii cuarțifice (Bordei Verde)	
Cambrian			(necunoscut)		(Necunoscut)	
Fundamentul Precambrian			Sisturi cloritoase de epizonă (Optași) și cuarțite negre (Strehaia). Incluziuni granitice și dioritice (Baș).	Sisturi verzi (Pina Petrii vest Brăila)		

vest, și se ridică spre sud est în Dobrogea de sud. Flancul sudic al sinclinalului Urziceni-Fetești corespunde cu ridicarea Oltenița-Călărași, care se ridică din ce în ce pe teritoriul Bulgariei și formează partea de nord a ridicării Nord Bulgare. Ridicarea Oltenița-Călărași, s-ar lega la nord vest cu zona Balș-Slatina-Optași-Nord București.

Pe zonele depresionare și de ridicare majoră, care ar corespunde unui edificiu cutat vechi, legat de fundament, s-au format elemente structurale noi care, cu excepția Cretacicului, prezintă o simetrie în majoritatea etajelor structurale mai vechi decât cele terțiare.

În Platforma Moesică de pe teritoriul României au fost făcute prospecțiuni gravimetrice, magnetometrice, electrometrice și unele lucrări experimentale de prospecțiuni geochimice, dar ponderea cea mai mare au avut-o prospecțiunile seismice cu metoda undelor refractate, cu ajutorul căreia au fost puse în evidență cele mai multe structuri. Pe unele din acestea, forajele executate au descoperit zăcăminte de petrol și gaze.

În partea de vest și de nord-est a platformei, structurile, în general, sînt reprezentate prin cute anticlinale și brachianticlinale slab înclinate, spre deosebire de structurile situate la nord-vest de București, care sînt niște monoclinale orientate în general est-vest, cu înclinări de 2—4° către nord, ecranate tectonic de falii majore. Aceste accidente tectonice formează, în ansamblu, un sistem de trepte. Pînă în prezent, în Platforma Moesică au fost descoperite zăcăminte de petrol și gaze atît în depozitele mezozoice cît și în cele neogene (v. tabela 49).

Acumulările de hidrocarburi din depozitele neogene din Platforma Moesică ar putea fi generate atît de rocile bituminoase din aceste depozite cît și din cele mezozoice. În ceea ce privește rocile magazin, ca exemple se pot menționa gresiile din Triasic, nisipurile și gresiile silicioase din Dogger, calcarele fisurate și vacuolare din Neocomian, calcarele din Albian și Senonian, nisipurile și gresiile din Sarmațian și nisipurile din Meotian și Pontian. Indicații de hidrocarburi au fost întîlnite și în nisipurile Bundstainului, în calcarele baremiene și în calcarele jurasice. Rocile protectoare sînt reprezentate de intercalațiile de marne și argile, întîlnite în aproape toate formațiunile geologice.

În formațiunile geologice neogene au fost descoperite atît zăcăminte de tip stratiform slab boltite, slab compartimentate, cît și zăcăminte stratiforme ecranate tectonic, stratigrafic sau litologic, iar în formațiunile geologice mezozoice, zăcăminte stratiforme slab boltite, slab compartimentate, unele făcînd trecere spre zăcămintele masive, precum și zăcăminte masive și mai rar delimitate litologic (fig. 106).

Dobrogea. Partea de sud și centrală a Dobrogei, pînă la falia Peceneaga-Camena, fac parte din Platforma Moesică. Peste fundamentul format din sisturi verzi stau depozite în serii din ce în ce mai complete înspre sud și care aparțin Silurianului, Devonianului (?), Carboniferului, Mezozoicului, Paleogenului, Miocenului și Pliocenului.

Tabelul 49

Structuri petrolifere și gazeifere din Platforma Moesică

Structura	Obiectele de exploatare						Adâncimea medie a sondelor, m
	Triasic	Dogger	Cretacic inferior	Albian	Sarmatian	Pontian	
Malu Mare		+					1 900
Șimnic Ghercești		+				*	1 800
Iancu-Jianu		+					2 500
Ciurești-nord		+	+		+		2 050
Slatina (la nord de Ciurești-nord)					*		1 400
Ciurești-sud	+	+	+				2 050
Bacea (situată la vest de Ciurești-sud)			+				1 750
Tufeni (la est de Ciurești-nord)			+				1 800
Birla-Căldăraru (la est de Ciurești-nord)			+		+		1 800
Siliștea-Rica (sud-est Tufeni)				+			1 350
Ciolănești (sud-Siliștea)				+			1 350
Hirlești				+			1 400
Videle					+		800
Cartojani					+		800
Petrești-Corbii Mari (nord-est Glavacioc)				+	+		2 200
Glavacioc				+	+		2 200
Preajba Nord				+	+		2 200
Preajba Sud				+	+		2 200
Moara Săracă					*		2 200
Urziceni					*	*	2 190
Balta Albă						*	1 800
Boldu						*	1 800
Roșioru						*	1 800
Ghergheasa						*	1 800
Jugureanu				+	*		1 800
Lișcoteanca-Bordăi Verde					*		900

+ petrol; * gaze

Mezozoicul începe cu Triasicul, format din argile și gresii roșii, iar Jurasicul și Cretacicul sînt constituite din calcare dolomitice, ultimul fiind prezent prin aproape toate subdiviziunile lui. Paleogenul este întîlnit în faciesul calcarelor lutețiene, deasupra cărora urmează fie Tortonianul, fie Sarmațianul,

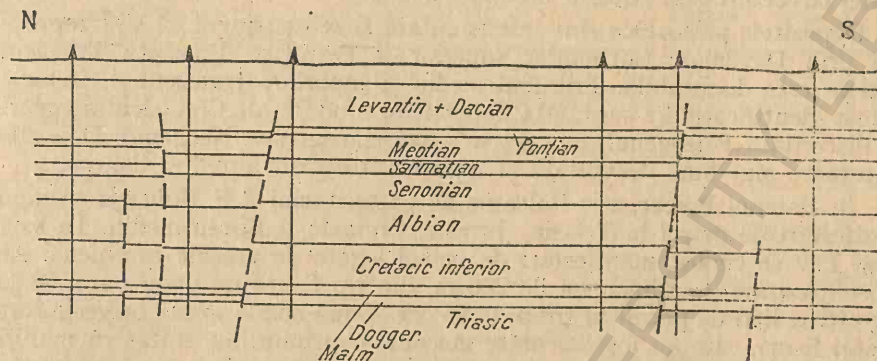


Fig. 106. Secțiune transversală prin structurile Ciurești-nord și Ciurești-sud.

care în extremitatea de sud a Dobrogei este acoperit de Pontianul superior, Dacian și Levantin.

În această parte a Dobrogei, care se scufundă treptat înspre Depresiunea Varnei, este posibil ca în depozitele sedimentare să existe capcane de tip structural, stratigrafic sau litologic, de care să fie legate acumulări de hidrocarburi, avînd în vedere că în apropiere, în Depresiunea Varnei, la Tiulenovo și nu departe de această structură gazo-petroliferă, au mai fost descoperite și alte acumulări de hidrocarburi. În partea de sud a Dobrogei, pe teritoriul României, forajul executat la Comana a întîlnit urme de asphalt într-o carotă mecanică luată din calcarele dolomitice cavernoase jurasice.

Pe teritoriul Bulgariei (v. fig 108) se află partea de sud a Bazinului Precarpat-Balcanic, care ocupă partea de nord a teritoriului acestei țări, fiind delimitat de lanțul Balcanilor. La nord de Balcani, se întinde Platforma Moesică, care formează obiectivul principal pentru prospectarea și explorarea zăcămintelor de petrol și gaze. Regiunea de platformă din partea de nord a teritoriului R. P. Bulgaria se caracterizează, în general, printr-o serie de cute anticlinale slab înclinate și compartimentate într-o serie de blocuri tectonice. Elementele tectonice cele mai importante din regiunea de platformă sînt: Ridicarea nord-estică Bulgară, Depresiunea Varnei și Depresiunea Lom.

Ridicarea nord estică Bulgară, formată înspre suprafață mai ales din depozitele cretacicului inferior și compartimentată într-o serie de blocuri, se scufundă în nord-vest, prin Depresiunea Ruse, înspre Depresiunea Lom, iar în sud se alătură, printr-o serie de sinclinale, Lanțului Balcanilor și este separată în est, de Depresiunea Varnei, printr-un sistem de falii. Partea de sud a bazinului, din apropierea versantului de nord al Lanțului Balcanilor,

se caracterizează printr-o serie de cute înguste, pe alocuri încălecate. Fundamentul Bazinului Precarpatic-Balcanic de pe teritoriul R.P. Bulgaria are o cuvertură sedimentară formată din depozite ale Paleozoicului, Mezozoicului, Neozoicului și Cuaternarului. O tentativă a unui profil stratigrafic sumar al acestei cuverturi este dată în tabelul 50.

Depozitele paleozoice sînt intens cutate și se consideră că sînt reprezentate prin Devonian, Carbonifer superior și Permian. Prezența Triasicului superior este discutabilă. Triasicul mediu și superior, Jurasicul și Cretacicul au fost identificate. Pe suprafața depozitelor erodate ale Cretacicului superior stă discordant Paleogenul, pe care se așază transgresiv, Neogenul. Depozitele cuaternare sînt bine dezvoltate și reprezentate prin aluvii și deluvii.

În Bazinul Precarpatic-Balcanic de pe teritoriul R.P. Bulgaria se cunosc manifestări de petrol în Triasic, Jurasic, Cretacic și Eocen mediu. În localitatea Lev se cunosc manifestări de petrol legate de gresiile turoniene. Aici, la o exploatare, la adîncimea de 200 m, dintr-o fisură nu prea mare, se preling cîtiva litri de petrol în timp de 24 ore. Două sonde forate în vecinătatea acestei fisuri, care au fost carotate mecanic continuu, au arătat că manifestările de petrol nu sînt legate de un singur orizont, ci de o întreagă zonă de deranjamente tectonice. Manifestări interesante de petrol au fost constatate în sinclinalul Balask din nord-vestul Bulgariei, unde de la sondele forate pentru explorarea mineralizațiilor de cupru au fost extrase carote saturate cu petrol din Jurasic. În afară de manifestări de petrol, în bazin există și numeroase manifestări de gaze.

În Bulgaria, în limitele bazinului analizat, începînd din anul 1936, au început să fie intensificate lucrările de explorare a zăcămintelor de petrol și de gaze; în perioada 1936—1938, în regiunea Varna s-au forat 3 sonde, care au atins adîncimi cuprinse între 284 și 459 m, la două dintre ele carotîndu-se roci cu caracter bituminos. La începutul acestei perioade au fost făcute prospecțiuni geofizice în zona Mirovo-Sultanlan. Tot în regiunea Varna, în anul 1937, un foraj pentru apă, la adîncimea de 206 m, a descoperit un strat de nisip ce conține gaze și apă sărată. Un an mai tîrziu, într-un foraj adînc de 300 m, sub stratul cu gaze, au fost întîlnite argile verzi cu miros de petrol, ceea ce a condus la forarea a încă cîteva sonde și la unele, între 240—280 m adîncime, au fost întîlnite gaze și apă sărată, dar fără să se dea, la timpul respectiv, aprecierile necesare datelor obținute. În anul 1938 au fost făcute prospecțiuni geochimice în împrejurimile Varnei, care au conformat posibilitatea existenței unor zăcămintele de gaze. Lucrări de prospecțiuni organizate încep însă din anul 1947, cînd se fac prospecțiuni geologice pe malul drept al Dunării și în partea de nord-est a țării, care au condus la concluzia că prezintă interes pentru explorarea zăcămintelor de petrol și gaze o serie de regiuni și în primul rînd regiunea Varna.

În perioada 1948—1950, în partea de nord-est a țării s-au făcut prospecțiuni geofizice și în același timp s-au făcut și foraje structurale în Depresiunea Varnei, și după aceea în Depresiunea Lom.

Tabelul 50

Profil stratigrafic sumar al formațiunilor sedimentare din Bazinul Precarpatic-Balcanic
de pe teritoriul Bulgariei

Eră	Sistem, serie, etaj		Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Observații, grosime, m
Cua- ternar			În partea de nord a Depresiunii Varnei și a Ridicării nord-bulgare sînt foarte răspindite argilele roșii-brune și depozite loessoide.	
Neo- zoic	Neogen		Nisipuri, gresii și calcare.	60 m grosime în nord, unde predomină depozitele carbonatate; 250 m grosime în sud, unde predomină depozitele terigene.
	Paleo- gen	Oligocen	Argile cu intercalații de gresii și minereu de mangan.	Circa 800 m.
		Eocen superior	Gresii și marne.	În nord și vest se cfilează; în sud ajunge pînă la 1 000 metri grosime.
		Eocen mediu	Gresii, conglomerate, marne, calcare.	Grosimea variază de la 1 000 m (în sud) pînă la 10 m (la nord, unde sînt numai calcare).
Mezo- zoic	Creta- cic	Cretacic superior	Calcare, marne calcaroase, gresii și conglomerate, în bază.	600—700 m (spre sud 40—500 m (spre nord).
		Aptian	Marne, calcare și gresii.	Dezvoltate, în special, în Regiunea Ridicării nord-Bulgare (150—200 m).
		Barremian	Marne și mai rar calcare.	Circa 100 metri (lipsesc în depresiunea Varnei).
	Jura- sic	Haute-rivian	Marne cu intercalații de nisipuri (în sud) și de gresii (în nordul depresiunii Varnei).	De la zero pînă la peste 900 m.
		Superior	Calcare și dolomite cu sare, intercalații de marne.	Reprezentat prin toate subdiviziunile din care cea mai mare dezvoltare o are Tithonicul (400—500 m). Callovianul, Oxfordianul, Lusitanianul și Kimmeridgianul, împreună nu depășesc, în general, o grosime de cîțiva metri.
		Mediu	Marne grezoase și șisturi argiloase, calcare grezoase, gresii, intercalații de cărbuni.	50—60 pînă la 600—700 m. În nord, dezvoltat numai în unele sectoare.
		Inferior	Șisturi argiloase, gresii, calcare grezoase și marne.	De la cîțiva zeci de metri pînă la 100—200 m grosime, în nord lipsesc.

tabelul nr. 50 (continuare)

Eră	Sistem, serie etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Observații, grosime, m
Paleo- zoic	Triasic superior (?)	Marne și argile roșii, gresii cu intercalații de calcare și con- glomerate.	1600—2500
	Triasic mediu	Calcare și dolomite.	Traversat numai pe o grosime de circa 300 m.
	Permian (?)	Marne și sare gemă.	Sarea din zăcămintul Mirovskii este considerată că ar aparține Permianului
	Carbonifer superior (?)	Sisturi argiloase compacte, ce- nușii închise.	Peste 2 200 m.
	Devonian	Calcare și dolomite cu inter- calații subțiri de anhidrite și argile.	Pe Ridicarea nord estică Bul- gară sînt întîlnite la circa 800 m adîncime.

Depresiunea Varnei. Această depresiune, care se situează în partea de est a Bulgariei, este separată în vest de Ridicarea nord-estică Bulgară printr-un sistem de falii, în est se deschide în direcția Mării Negre, în nord marginea ei platformică se ridică ușor înspre Ridicarea sud Dobrogeană, iar în sud este încadrată de o ramificație a Lanțului Balcanilor. În această depresiune, în urma prospecțiunilor geofizice și a forajelor structurale, a fost descoperită pe marginea ei platformică, în anul 1951, la nord est de Varna, în districtul Tolbuhin, structura Tiulenovo (fig. 107). La finele anului 1954, s-a terminat explorarea și structura a fost pregătită pentru exploatarea celor două zăcă-
minte: unul în Cretacic și altul în Oligocen. Zăcămintul de petrol și de gaze din Cretacic este legat de calcarele fisurate ale Valanginianului superior, groase de circa 30 m și întîlnite între 360—390 m adîncime, iar zăcămintul de gaze din Oligocen are ca obiect de exploatare un orizont gros de circa 10 m,

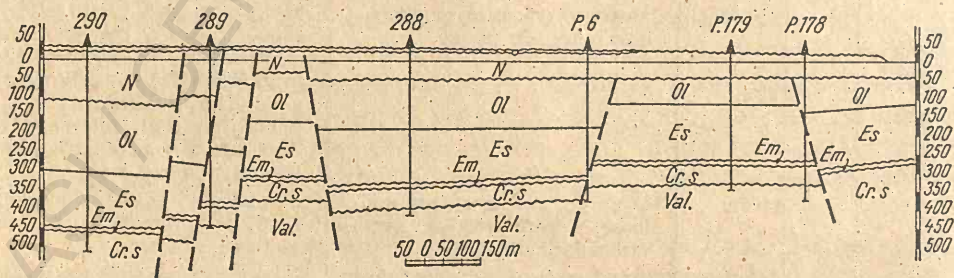


Fig. 107. Secțiune prin structura Tiulenovo.

întâlnit la 150—160 m adâncime. Zăcămintul din Cretacic este un zăcămint de tip masiv, compartimentat.

Tot în Depresiunea Varnei, au mai fost descoperite gaze în Oligocen la Krapec și Blatnica (nord de Tiulenovo), la sud de Varna, lângă estuarul râului Varna și în apropiere de coasta Mării Negre, la Kamchia. În profilul stratigrafic al Cretacicului, Eocenului și Neogenului din zona Tiulenovo predomină depozitele carbonatate, iar Oligocenul se caracterizează prin gresii, argile și marne, după cum reiese și din profilul stratigrafic sumar din tabelul 51.

Tabelul 51

Profilul stratigrafic sumar din zona Tiulenovo (C. Beca)

Serie, etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m. observații
Neogen	Calcare criptocristaline albe și cenușii deschise, cu intercalații de oolite. La partea inferioară-calcare dolomitizate, cavernoase. Argile nisipoase, cenușii cu două intercalații de gresii argiloase. Argile cenușii sau verzui-cenușii, ușor nisipoase, cu foraminifere și resturi de pești. Marne verzui cenușii deschise, cu ostracode Argile, ce-	Circa 70
Oligocen	nușii, local cenușiu-verzui, ușor nisipoase, cu foraminifere și resturi de pești. Argile cenușii, nisipoase cu intercalații de minereu de mangan. Gresii argiloase glauconitice, cenușii-verzui. Marne argiloase cenușii-verzui, cu grăunți de galuconit la partea superioară. Marne verzui-cenușii deschise. La partea inferioară calcare argiloase glauconitice, cu foraminifere.	Circa 155; gaze
Eocen superior	Calcare argiloase glauconitice, verzui, cenușii deschise, în bază intercalații de gresii glauconitice. Calcare cenușii, deschise, cu incluziuni de filite, cu intercalații de glauconit, în bază. Calcare cenușii deschise, cu incluziuni de filite, cu un conținut bogat de glauconit, în bază, cu foraminifere.	Circa 100.
Eocen mediu	Calcare cenușii deschise și albe cu intercalații de marne cenușii deschise, verzui, local albăstrui-cenușiu deschise, cu foraminifere.	Circa 25
Cretacic superior	Calcare albe, în bancuri destul de groase, poroase, cu foraminifere. Calcare albe și cenușii deschise, local cripto-pseudo-oolite, cavernoase, fisurate.	Circa 75
Cretacic inferior (Valanginian)	Calcare vacuolare fisurate.	circa 30; gaze, petrol



Fig. 108. Structurile petrolifere-gazeifere din R.P. Bulgaria.

Depresiunea Lom. Capacitatea gazo-petroliferă a acestei depresiuni care se situează în prelungirea sud vestică a Depresiunii Roșiori de pe teritoriul României a fost pusă nu demult în evidență, în urma rezultatelor de producție obținute de la sondele forate pe structurile Dolni-Dăbnik și Ghighen. Pe structura Dolni-Dăbnik s-au dovedit productive de petrol calcarele Triasicului mediu prin sonde adânci de peste 3 000 m. Pe structura Ghighen produc petrol calcarele valanginiene, iar la Cherven au fost descoperite gaze. În ultimul timp, în această depresiune a fost descoperită structura Bohot.

Structura Dolni Dăbnik se situează în extremitatea vestică a maximumului gravitațional Pleven-Brest și a fost detectată pe baza a două orizonturi reflectatoare de referință. Această structură, de direcție aproximativ est-vest, are flancurile mai înclinate la orizonturile mai adânci și mai puțin înclinate la orizonturile superioare.

Structura Ghighen, care se găsește pe malul drept al Dunării, vis-a-vis de Corabia, este o cută anticlinală de direcție NNE-SSV, cu flancurile slab înclinate ($2-3^\circ$), delimitate în est de o zonă de falii și cu o tectonică complicată în adâncime.

Structura Bohot, se situează la est de Pleven și este legată de un maxim gravitațional local. Ea seamănă, în general, cu structura Dolni Dăbnik.

Structurile petrolifere și gazeifere importante, descoperite pînă în prezent pe teritoriul Bulgariei în limitele Bazinului Precarpat-Balcanic, sînt date în tabelul 52 și fig. 108.

Tabelul 52

Structurile gazeifere și petrolifere din R. P. Bulgaria (C. Beca)					
Depresiunea	Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		
			Triasic	Cretacic	Oligocen
Varna	Tiulenovo Kamchia	1951 1963		p	g g
Lom	Dolni Dibnik Ghighen Cherven	1962 1962 1963	p	p	g

p = petrol; g = gaze

18. Bazinul Tracic

Bazinul Tracic (fig. 32-21), care se situează în cea mai mare parte pe teritoriul Turciei Europene, ocupînd numai o mică parte din nord estul Greciei, este încadrat la nord est și nord de o prelungire vestică a lanțului Munților Pontici, la vest de Munții Rodope, la sud est de Munții Tekir-Dag și se deschide în est în Marea Marmara, iar în sud vest în Marea Egee.

Cuvertura sedimentară ce acoperă fundamentul cristalin al bazinului este formată din depozite paleogene și neogene. Depozitele paleogene ating o grosime de 1 200—1 500 m și sînt reprezentate prin Eocen și Oligocen, formate, în general, din conglomerate, gresii, calcare și marne. În Oligocen sînt întîlnite și șisturi argiloase bituminoase în alternanță cu nisipuri. Neogenul este reprezentat prin Miocen și Pliocen. Miocenul începe cu șisturi policolore cu intercalații de nisipuri și marne cenușii, atribuite Helvețianului, iar Miocenul superior este format din marne, gresii, argile și nisipuri, în care sînt intercalate strate de lignit. În Pliocen predomină nisipurile și pietrișurile.

În acest bazin, în care se cunosc cîteva iviri de petrol în depozitele terțiare, au fost puse în evidență, în special în partea de sud, o serie de cute anticlinale ce formează mai multe zone anticlinale, dispuse paralel, iar la nord de acestea — o serie de falii ce compartimentează bazinul pe direcția NE-SV.

Pe teritoriul Greciei (fig. 109) s-au executat prospecțiuni geologice și geofizice începînd din anul 1953, în regiunile Alexandroupolis-Soufli și Didimotikon-Orestias. Au fost forate și trei sonde pe cîta anticlinală Tavri, prospectată geologic și geofizic: sonda 1 Ardanion, în apropiere de localitatea cu același nume, a fost abandonată la adîncimea de 2 323,80 m în Mezozoic; sonda 1 Evros, de pe flancul sudic al aceleiași cute, a fost abandonată tot în Mezozoic,



Fig. 109. Foraje de explorare de pe teritoriul Greciei.

la adâncimea de 2 658 m; sonda 4 Tavri, din extremitatea de est a flancului nordic, a fost oprită în Mezozoic la adâncimea de 1 335,9 m.

Prima sondă a întâlnit indicații de petrol și gaze în Eocen, a doua în Oligocen și Eocen, iar cea de a treia a întâlnit gresiile Eocenului fie sterile, fie cu apă sărată. În urma acestor rezultate obținute în regiunea Alexandroupolis au fost forate sonde mai la nord, la Orestias, dar și acestea fără rezultate de producție.

Pe teritoriul Turciei Europene (fig. 110), care cuprinde o parte din Bazinul Tracic, activitatea de prospecțiuni și de explorare a început încă din anul 1900, când în apropiere de țărmul Mării Marmara s-a forat un puț la Horadere, pînă la adîncimea de 90 m, din care s-a obținut o producție de petrol de 2 t pe zi. Explorările au continuat în special în zona Ganos Murefte, unde dintr-o sondă forată în anul 1936, de la adîncimea de 126 m s-a obținut o producție zilnică de 85 000 m³ gaze, dar care a scăzut foarte repede. Începînd din anul 1956, activitatea de prospecțiuni geologice și geofizice a fost intensificată, predominînd lucrările de prospecțiuni geologice, după care au urmat, ca volum



Fig. 110. Foraje de explorare în Turcia Europeană.

de lucrări, prospecțiunile seismice, gravimetrice și magnetometrice. În anul 1957, au fost terminate și două sonde de explorare — una la Ceylan, la sud de orașul Kirkareli, și una la Osmancik, la nord vest de prima. Ambele au fost abandonate, fiind fără rezultate; urme slabe de gaze au fost întâlnite în sonda de la Osmancik.

În anul 1958 s-a terminat forajul sondelor de explorare de la Karapurçek și Terzili și numai ultima a întâlnit urme de petrol, care au fost întâlnite și de forajul de la Kandamış. Urme de gaze și petrol au întâlnit și sondele noi, forate la Mürefte și la Eriklice. Se pare că ar prezenta interes seriile Oligocenului și ale Miocenului inferior de pe cutele anticlinale din zona Eriklice-Mürefte-Hora, din partea de sud a bazinului și din zona Kuleli-Terzili-Osmancik-Asil-Beyli, din partea de nord a bazinului.

19. Bazinul Tessalia

Bazinul Tessalia (fig. 32-22), situat în cea mai mare parte pe teritoriul Greciei și parțial pe teritoriul Albaniei (în general încă puțin studiat), este legat de un mare graben de direcție NV-SE, delimitat la sud vest de zonele de ridicare Olonos și Pind, formate din depozite mezozoice, iar la nord est de anticlinoriul Pelagonia. În acest bazin se cunosc câteva apariții de șisturi bituminoase, de gaze și de asfalt ce îmbibă depozite ale Oligocenului acoperite, în special în partea de sud, de depozite cuaternare. În afară de unele lucrări de prospecțiuni geologice, s-au făcut lucrări de prospecțiuni geofizice (seismice și gravimetrice) și au fost forate trei sonde de prospecțiune, pentru a se obține informații asupra seriilor terțiare molassice transgresive pe fundamentul Mezozoic sau Paleozoic, care însă n-a fost încă atins. S-ar părea că cele trei sonde, Korifi (3 485 m), Klidi (4 090 m) și Yanitsa (2 607 m), care au întâlnit câteva indicații de gaze, s-ar situa în partea centrală a bazinului. Din informațiile obținute, Terțiarul are o grosime estimată la circa 5 000 m și Oligocenul este format din conglomerate, deasupra cărora urmează o alternanță de argile și marne cu intercalații de strate de lignit. Miocenul se caracterizează prin calcare, marne, argile și gresii. Până în prezent, posibilitățile de existență a acumulărilor de hidrocarburi în acest bazin sînt încă puțin cunoscute, fiind necesare încă o serie de studii și foraje.

Manifestări de bitumene se cunosc în Miocen și Eocen și un oarecare interes prezintă impregnările cu asfalt ale calcarelor eocene, cum sînt cele din insulele Paxos și Antipaxos.

În unele regiuni unde sînt iviri de petrol s-au făcut și foraje de explorare. În Epir, în sinclinalul îngust de la Dragopsa (fig. 111) în Miocenul mediu se cunosc nisipuri impregnate cu petrol, care au făcut obiectul unor cercetări prin galerii. Forajele de mică adîncime, 58,63 și 200 m, și un foraj de 700 m adîncime, amplasate spre axa sinclinalului, au forat numai printr-o serie argiloasă a Miocenului, din care au intrat în fliș fără să întâlnească vreun orizont nisipos.

În insula Zakynthos, manifestări de hidrocarburi au fost semnalate încă de pe vremea lui Herodot. Forajele de 60—100 m adîncime din apropiere de

mica baie Chieri, unde aflorează Vindobonianul, au avut unele slabe rezultate de producție. Foraje s-au făcut și în Depresiunea Peloponesului, pe un aliniament aproape paralel cu malul micii băi de la Katacole. Aceste foraje au mers pînă la adîncimi de 311 m, respectiv 644 m și 1 675 m și au traversat numai argile plaissanciene.

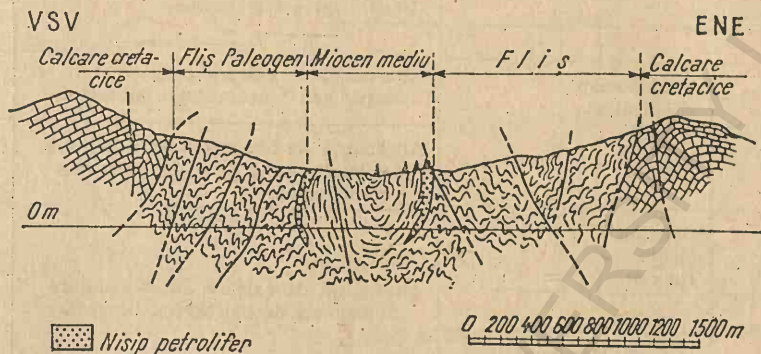


Fig. 111. Secțiune geologică în zona Dragopsa (Grecia).

În acest bazin sedimentar, care se întinde de-a lungul Mării Ionice, au fost puse în evidență o serie de cute anticlinale, în general de direcție nord-sud. În tabelul 53 este dat profilul stratigrafic al intervalului Triasic-Pliocen.

Pe o serie de cute anticlinale, în ultimii ani, au fost forate sonde adînci. Astfel, în insula Paxos, o sondă a atins adîncimea finală de 3 181 m și a întîlnit indicații de petrol în Triasicul format din calcare, dolomite și gipsuri. În insula Zakynthos s-a atins adîncimea finală de 3 677 m; cîteva indicații de petrol au fost întîlnite în fisurile calcarelor și dolmoitelor mezozoice. Cea mai adîncă sondă a fost forată în nord vestul Peloponesului, la Sosti, care a atins adîncimea de 3 952 m în Triasic. Obiectivul principal al acestor foraje a fost Triasicul și formațiunile pre-triasice, care n-au fost încă atinse.

20. Bazinul Nord-Marea Neagră

Acest bazin (fig. 32-14 a) ocupă o parte din depresiunea cunoscută sub numele de Depresiunea Mării Negre. Limita sudică a bazinului, în mare parte, este ascunsă sub apele Golfului Karkinitiskii al Mării Negre, iar limita nordică o formează apariția la suprafață a fundamentului precambrian al Scutului cristalin ucrainean. Limita de est a bazinului este reprezentată prin jumătatea de vest a teritoriului, pe care se întinde stepa Crimeei, iar limita vestică o formează Depresiunea Pre-Dobrogeană.

Bazinul are o structură complexă și neuniformă. Fundamentul lui este eterogen: în partea de nord, pe versantul Scutului ucrainean, el este Precambrian, iar în Crimeea aparține Paleozoicului superior.

Profil stratigrafic sumar din Zona Ionică

Eră, sistem, serie	Serie, etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosime m
Cuaternar		Gresii argiloase și marne	
Pliocen			
Miocen	Vindobonian Burdigalian	Alternanță de calcare zoogene și marne sau marnocalcare albastrii.	400
Oligocen	Superior Inferior	Alternanță de bancuri subțiri de gresie argilooasă brună și argile marnoase verzui închis.	4000
Eocen	Superior Mediu Inferior		720
Paleocen		Alternanță de calcare microbreciate cu bancuri de calcare sublitografice.	—
Cretacic	Superior Maastrichtian Campanian		780
	Inferior Santonian Coniacian Turonian Cenomanian	Calcare de Vigla cu intercalații silicioase.	Cca 450
	Malm		
	Dogger	Sisturi cu Posidonomya buchi-alpina. Calcare cu silex.	
Jurasic	Lias Superior Mediu Inferior	Calcare groiere cu Foraminifere și Brachiopode. Calcare cu Alge.	600 1 000
Triasic	Superior Norian Carnian	Calcare dolomitice și dolomite.	
		Calcare de Fustapidima.	
Gipsuri			

Versantul nordic, slab înclinat, al bazinului este format în bază de depozitele Cretacicului superior și ale Paleogenului, peste care transgresează depozitele sarmațiene, iar mai la sud cele terțoniene. Acestea din urmă, la rîndul lor, sînt acoperite de depozite meotiene peste care stau depozitele pontiene. La sud, în zona litorală Karkinit-Sivaș, peste depozitele pontiene stau depozitele marine Kimmeriene, peste care urmează depozitele continentale Kimmeriene și cele de Kuialnic.

În dreptul orașului Nicolaev, fundamentul precambrian se află la o adîncime de circa 700 m, iar în dreptul Odesei, la adîncimea de 1 700 m; grosimi corespunzătoare au și depozitele sedimentare din cuvertură.

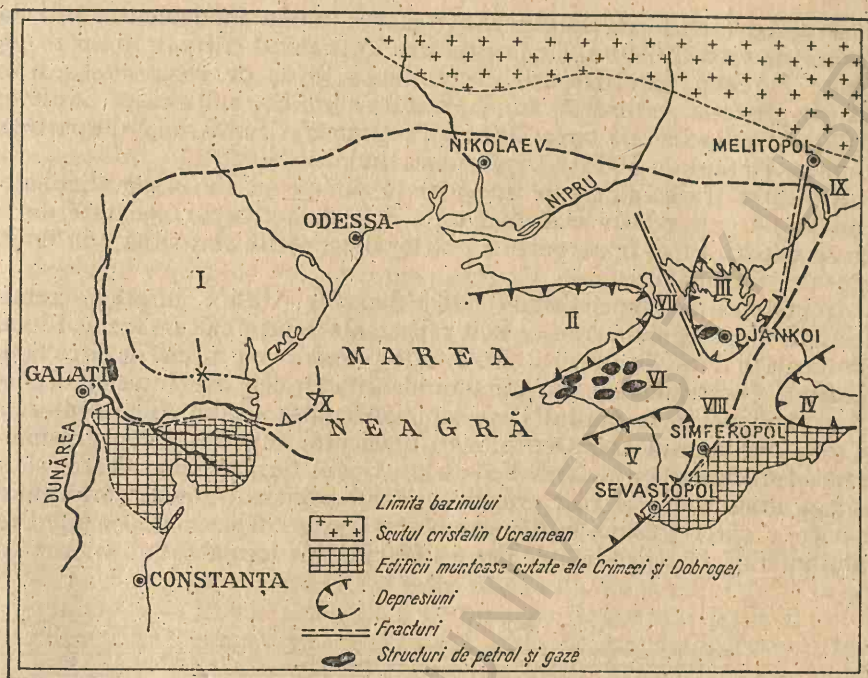


Fig. 112. Bazinul Nord-Marea Neagră:

I — Depresiunea pre-Dobrogeană; II — Depresiunea Karkinitisk; III — Depresiunea Sivaș; IV — Depresiunea Indolsk (Bazinul Azov-Kuban); V — Depresiunea Aliminsk; VI — Ridicarea Tarhankut; VII — Ridicarea Perekop; VIII — Ridicarea Simferopol; IX — Ridicarea Berddiansk, X — Ridicarea Insula Șerpilor.

Întreaga cuvertură a versantului de platformă este foarte slab înclinată, fără complicații vizibile la suprafață. Datele geofizice indică în direcția nord-vest o serie de accidente care separă fundamentul.

La est, versantul nordic al bazinului este delimitat de proeminența sud-vestică Berdiansk a Scutului cristalin.

Limita vestică a versantului de nord a bazinului poate fi trasată numai în mod convențional, deoarece aici Bazinul Nord-Marea Neagră se contopește treptat cu partea de platformă a Bazinului Precarpatic Balcanic.

Partea cea mai scufundată a bazinului, cunoscută sub numele de Depresiunea Sivaș, se află pe teritoriul raionului Sivaș, unde adâncimea fundamentului cristalin depășește 8 000 m.

Versantul sudic al bazinului din Crimeea se prezintă, din punct de vedere tectonic, ca o porțiune a platformei epihercinice înfiptă în depresiunea pre-crimeeană de la est de Peninsula Crimeea (Depresiunea Indolsk).

Ridicarea Tarhankut separă partea din Crimeea a bazinului Nord-Marea Neagră în două depresiuni: cea sudică, alăturată Crimei muntoase, denumită Aliminsk, și cea nordică — Karkinitisk. Partea cea mai înaltă a ridicării Tarhan-

kut se află pe teritoriul satului Novoselovsk, unde fundamentul este la o adâncime de circa 1 000 m. De la ridicarea Tarhankut către nord apare proeminența Perekop, care desparte Depresiunea Sivaș de Depresiunea Karkinitk. În direcția sud-estică, fundamentul se ridică: sub orașul Simferopol se află la o adâncime de circa 100 m. Proeminența Simferopol desparte Depresiunea Aliminsk la sud de Depresiunea Indolsk la est.

Ridicarea Tarhankut este accidentată de un șir de brahianticlinale și de un șir de cute relativ slab înclinate, de regulă compartimentate de falii transversale. Cea mai mare parte a cutelor descoperite sînt situate în limitele peninsulei Tarhankut.

În constituția Stepei Crimeei intră depozite triasice, jurasice, cretacice și terțiare. Formațiunile triasice sînt reprezentate prin calcare cenușii închise cu intercalații de argile, gresii și șisturi cărbunoase cu o grosime de circa 300 m. Depozitele Jurasicului inferior nu s-au identificat, cele ale Jurasicului mediu au fost descoperite în nordul Depresiunii Aliminsk (Saki), fiind reprezentat prin roci argilo-nisipoase. Depozitele Jurasicului superior, cu o grosime de 250 m, identificate pe ridicarea Novoselovsk, sînt formate din calcare, șisturi, gresii cu fragmente de roci eruptive. Rolul principal revine formațiunilor cretacice, a căror grosime în depresiuni depășește 2 000 m. Depozitele Cretacicului inferior, cu o grosime de peste 1 000 m, sînt formate dintr-o alternanță

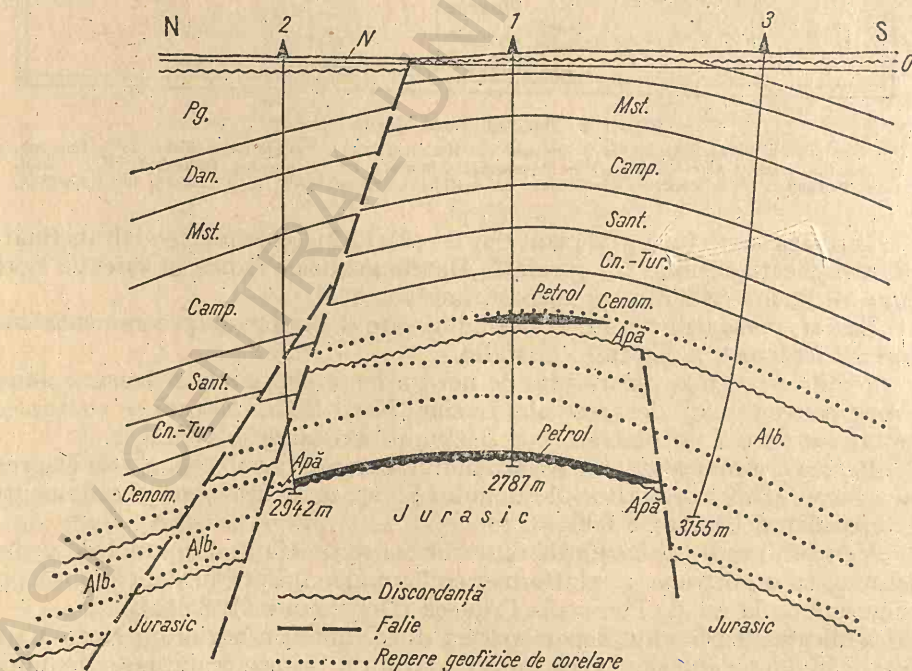


Fig. 113. Secțiune prin structura Oktiabrski.

de argile cenușii-închise și de gresii, iar în partea superioară a lor, se pot urmări o serie de roci tufacee (20—150 m). Depozitele Cretacicului superior sînt formate dintr-o serie calcaro-marnoasă de circa 1 000 m.

În profilul depozitelor terțiare se întîlnesc depozite paleocene, care sînt gazeifere pe o serie de suprafețe ale ridicării Tarhankut. Grosimea lor ajunge la circa 350 m, fiind formate din marne și calcare. Prin roci argilo-calcaroase sînt reprezentate depozitele eocene ce ating o grosime de 300—550 m, iar printr-o serie argilo-nisipoasă este reprezentată seria Maikop. Grosimea ei este de circa 550 m și ajunge pînă la 1 000 m la nord, în Depresiunea Sivaș.

Depozitele neogene, cu o grosime generală de circa 150 m, sînt formate la partea superioară a Pliocenului din roci argilo-nisipoase, iar în partea inferioară (Meoțian-Tortonian) din roci terigeno-carbonatate, a căror grosime ajunge pînă la 100 m.

Capacitatea petro-gazeiferă este cunoscută în limitele ridicării Tarhankut. Petrolul este legat de gresii și argile de vîrsta Albian-Cenonianian. Pe structura Oktiabrski (fig. 113), reprezentată printr-un brahianticlinal slab înclinat compartimentat de o serie de falii, se disting două zăcăminte de petrol: unul inferior — în baza depozitelor albiene și unul superior — în baza depozitelor cenomaniene. Zăcămintele sînt stratiforme boltite.

Gazele sînt cantonate în depozitele paleocene și oligocene. În primele, gazele sînt legate de calcare (structurile Glebovsk, Karlavsk, Olenevsk ș.a.); în etajul Maikop, gazele sînt legate de nisipuri (structura Djankoi).

Regiunea petro-gazeiferă a Crimeei din Bazinul Nord-Marea Neagră fără îndoială are mari perspective pentru prospectarea noilor zăcăminte de petrol și gaze din cuvertura mezo-cainozoică a platformei.

21. Bazinul Azov-Kuban

Bazinul petro-gazeifer Azov-Kuban (fig. 32-29), care desparte partea de vest a Crimeei, de partea vestică frontală a Caucazului, este delimitat la nord de Masivul cristalîn ucrainean și de prelungirea lui scufundată (fig. 114). Limita estică a bazinului este reprezentată de marginea vestică a ridicării Stavropol și trece de-a lungul unei proeminențe posibil accidentată de o serie de fracturi. De la terminația sudică a proeminenței menționate, limita continuă de-a lungul părții celei mai ridicate a anticlinoriului Nevinnominsk, ocolește sinclinalul Belomcet și pătrunde în limitele versantului nordic al Caucazului. La vest, în limitele Crimeii, bazinul se învecinează cu cel din nordul Mării Negre.

Din punct de vedere tectonic, Bazinul Azov-Kuban apare ca o depresiune tipic premontană, caracterizată printr-o asimetrie pronunțat exprimată. În limitele lui se distinge marginea abruptă de sud a geosinclinalului, zona axială și marginea nordică de platformă, slab înclinată. Pe marginea sudică a bazinului sînt dezvoltate cîte bine exprimate, grupate în zone anticlinale dispuse linear, cu o tectonică complexă și formate din depozitele Mezozoicului și Cainozoicului. Partea axială, cea mai scufundată, a depresiunii este umplută de o serie groasă de depozite terțiare și cuaternare. Marginea de

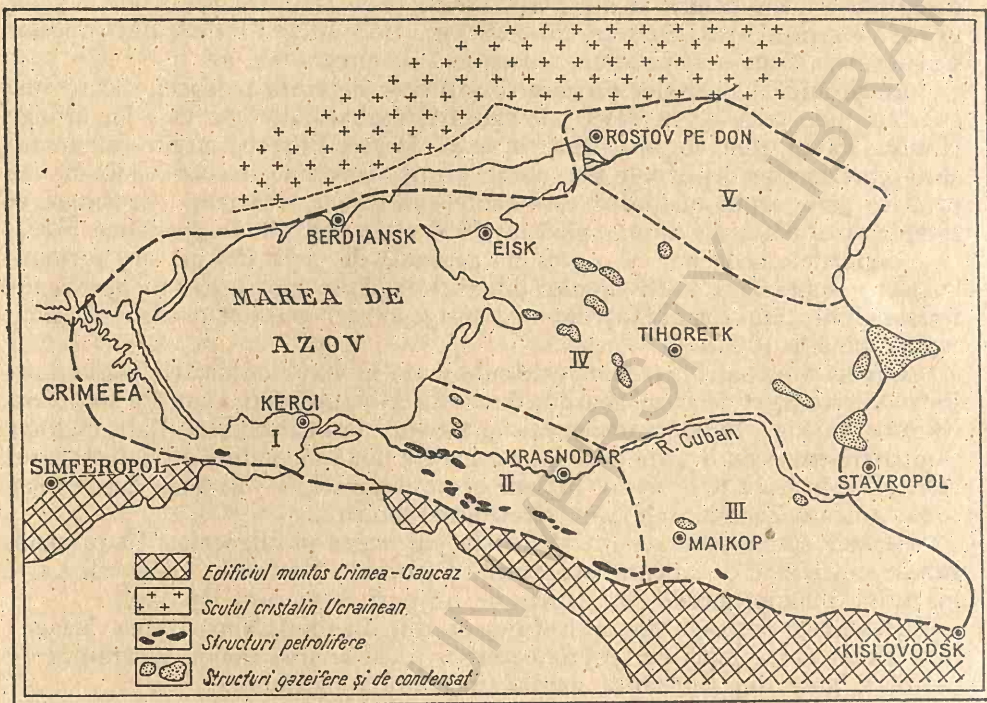


Fig. 114. Bazinul Azov-Kuban, regiuni petro-gazeifere:

I — Kerchi-Taman; II — Kuban de vest; III — Kuban de est; IV — Eisk-Rassevat; V — Rostov-Salsk.

platformă a depresiunii în cea mai mare parte a ei reprezintă regiunea tinerei platforme epihercinice.

În construcția Bazinului Azov-Cuban intră o serie groasă și eterogenă care cuprinde formațiuni de la Precambrian până la recente.

Precambrianul și Paleozoicul, întâlnite prin foraje în marginea de nord a bazinului, sînt puternic dislocate și formează fundamentul. Printr-o sondă amplasată pe structura Berezan a fost întilnit Triasicul superior. În sud, Paleozoicul și Mezozoicul, intens dislocate și metamorfozate, formează partea centrală a structurii caucaziene, alcătuiind limita sudică a bazinului. Cutele frontale ale Caucazului și învelișul de platformă al marginii de nord a bazinului sînt formate din depozite mezozoice și cainozoice, care din punct de vedere litologic și al răspîndirii se deosebesc mult între ele. Depozitele mezozoice, a căror grosime atinge 12 000—13 000 m, sînt mai complete în Caucazul nord-vestic, unde sînt reprezentate prin toate cele trei sisteme. Înspre nord, grosimea lor scade și din profil lipsesc o serie de orizonturi. Pe marginea de platformă, învelișul sedimentar este format în cea mai mare parte din depozite aptiene-albiene și cretacice superioare, ce au o grosime totală de 800—1 000 m.

În profilul Mezozoicului predomină rocile terigene și numai parțial depozitele Cretacului superior, iar pe versantul Caucazului depozitele Jurasicului superior și ale Valanginianului sînt formate din roci carbonatate. Cainozoicul atinge grosimea maximă pe versantul nordic al Caucazului, unde depășește 6 000 m. Pe versantul de platformă, grosimea depozitelor cainozoice scade în mod treptat spre nord, fără a depăși pe versantul sudic al Masivului ucrainean 600—700 m. Cainozoicul din Bazinul Azov-Kuban este, de asemenea, predominant terigen; o importanță subordonată au rocile carbonatate din Paleogenul inferior și mediu.

De diferite intervale ale profilului seriilor mezozoice-cainozoice sînt legate mai multe iviri și zăcămintele de petrol și gaze afectate la scară regională la cîteva serii petro-gazeifere.

Aproape toate zăcămintele de petrol și gaze descoperite în Bazinul Azov-Kuban sînt legate fie de bolțile ridicărilor separate care iau parte la formarea zonelor anticlinale, fie de zonele de efilare a colectoarelor.

În limitele părții caucaziene a Bazinului Azov-Kuban se pot distinge regiunile petro-gazeifere: Kubanul de vest, Kubanul de est, Eisk-Rashevsk și Rostov-Salsk. În zona conjugării edificiilor muntoase ale Crimeei și ale Caucazului este situată regiunea petro-gazeiferă Kerchi-Taman.

1. Regiunea Kubanul de vest corespunde, aproape în întregime, celei mai scufundate părți a Depresiunii Kubanului de vest; ea include culele frontale ale marginii geosinclinale a depresiunii.

Zona anticlinală Anastasievsk-Krasnodar se întinde de la Peninsula Taman pînă la Proeminența Adighei. Majoritatea structurilor aparțin de două zone anticlinale — Azov și Kaluga — care formează aproape o fișie continuă de-a lungul marginii de sud a depresiunii. După particularitățile structurii geologice și după capacitatea petro-gazeiferă, în limitele acestei fișii se disting patru raioane petro-gazeifere: Hadijensk, Seversk (Novo-Dimitrievsk), Ilskoabinsk și Krimsko-Varenikov. Structurile din partea de vest a zonei Anastasievsk-Krasnodar și ale proeminenței structurale de pe versantul de nord al depresiunii formează raionul petro-gazeifer Azov.

Elementele structurale menționate mai sus sînt formate în principal din depozite terțiare. Acestea formează, în special în partea de vest a bazinului, o serie de cule cu structură complexă. Majoritatea acumulărilor de petrol și gaze cunoscute în prezent în regiunea petro-gazeiferă Kubanul de vest, aparțin de ridicări ale zonelor anticlinale menționate, care pot fi considerate ca zone de sine-stătătoare de acumulări de petrol și gaze. În afară de acestea, în regiune sînt cunoscute alte două zone de acumulare de petrol și gaze, legate de efilarea orizonturilor nisipoase ale seriei Maikop din raionul Hadigen și de depozitele terigeno-carbonatate ale Miocenului mediu din raionul Ilsk-Abinsk.

Zăcămintele de petrol și gaze din regiunea petro-gazeiferă Kubanul de vest sînt cuprinse într-un interval stratigrafic considerabil ce ține de la Pliocen pînă la Cretacic inferior inclusiv. Principalele zăcămintele sînt cantonate în intervalul Paleogen-Neogen.

În regiunea Kubanul de vest, mult timp, extracția de petrol a fost legată de seria de Maikop din raionul Hadigen. Ulterior, au fost puse în exploatare zăcămintele ecranate litologic legate de efilarea spre sud a orizonturilor nisi-poase din stratele seriei argiloase Maikop, ce înclină slab spre nord. În prezent, în raionul Hadigen sînt cunoscute structurile grupului Neftegorsk (Nefte-Sirvan), precum și structurile: Hadigen, Kabardin, Asfaltova Gora, Șirok Balka, Kuratzetze, Kutais, Abuzin, Kliucevol, Dișskoe. Majoritatea din aceste structuri sînt productive.

Spre vest de structurile menționate se află suprafețele petro-gazeifere ale raionului Seversk-Kaluga, Novodimitrievsk și Seversk de est — legate de zona anticlinală Kaluga. Zăcămintele din aceste suprafețe sînt cantonate în unele brahianticlinale slab înclinate, compartimentate. În bolțile cutelor, în depozitele paleogene-eocene sînt cantonate zăcămintele de petrol stratiforme boltite, iar pe flancurile de nord în nisipurile de Maikop, ce se efilează spre sud, au fost descoperite zăcămintele ecranate litologic.

Structurile Staro-Il'ska, Zibza, Gluboki Iar, Holmskoe, Ahtîr-Bugundîr, din raionul Il'sk-Abinsk țin de zona anticlinală Azov. Paleogenul din limitele acestei zone formează cuto cu o structură complexă ce adesea sînt revărsate spre nord. Aceste cuto, retezate de-a lungul unei suprafețe de discordanță, sînt îngropate sub orizonturile Maikopului mediu și superior slab înclinate către nord și sub orizonturile mai tinere din aproape întregul profil al depozitelor terțiare. Zăcămintele din Paleogen sînt stratiforme boltite, ecranate stratigrafic și produc în regim de împingere de apă. Zăcămintele din Miocenul mediu sînt predominant delimitate litologic.

În zona de efilare spre sud a stratelor Miocenului mediu s-a stabilit existența masivelor recifale.

În extremitatea de vest a regiunii Kubanul de vest sînt situate structurile raionului Crimeea-Varenikov: Abino-Ucrainskoe, Severo-Krîmskoe, Kudakin, Keslerov, Adaghum de nord ș.a., legate de cutole prelungirii de vest a zonei anticlinale Kaluga. Zăcămintele de petrol aparțin în cea mai mare parte Miocenului.

Zonei anticlinale Anastasievsk-Krasnodar, care este cutoa frontală a marginii sudice cutate a bazinului, îi sînt afectate structurile petro-gazeifere Anastasievsk vest, și imensa structură Anastasievsk-Troițk. Zăcămintele sînt de tip stratiform boltit și produc în regim de împingere de apă. Sînt cantonate în Maestrichtian și Pontian.

Ridicările și compartimentările de pe pragul structural platformic al marginii depresiunii reprezintă, în ansamblu, o zonă unitară de acumulare de petrol și gaze. Au fost descoperite zăcămintele industriale de gaze în cutole de pe suprafețele Slaveansk și Frunze, precum și în zona de efilare de pe suprafața Griveansk.

În regiunea Kubanul de vest a fost stabilită capacitatea petro-gazeiferă industrială aproape în toate etajele Terțiarului. Formațiunile mezozoice sînt destul de puțin cunoscute prin foraje. Se cunosc doar mici zăcămintele de petrol și gaze în Cretacicul inferior de pe suprafețele Șirvan și Bezvodnensk.

Tot în Cretacicul inferior, nu de mult s-au obținut indicații de petrol și gaze în sinclinalul Mirnaia Balka, la sud de orașul Hadigensk.

Principalele perspective ale regiunii Kubanul de vest pe cea mai mare parte a teritoriului sînt în legătură cu Miocenul, Paleogenul inferior și Cretacicul.

2. Regiunea petro-gazeiferă Kubanul de est cuprinde Depresiunea est-Kubană, a cărei terminație estică este cunoscută sub denumirea de sinclinalul Belomcet. De-a lungul marginii de sud a depresiunii est-Kubane, se întinde zona anticlinală Orlov-Cerkask, căreia îi corespunde, în adîncime, un lanț de ridicări de granit. În partea nord-estică a regiunii este anticlinoriul Nevino-mîssk. Limita dintre regiunile Kubanul de vest și Kubanul de est trece de-a lungul zonei axiale a proeminenței transversale Adighee. Versantul nord-estic al proeminenței Adighee, intrînd în limitele regiunii est-Kubane, se conturează printr-un sistem de ridicări anticlinale. Aci este zona anticlinală de acumulare de petrol și gaze Maikop-Iaroslavsk.

În regiunea est-Kubană sînt petrolifere Eocenul și Paleogenul, depozitele terigene ale Cretacicului inferior, ale Jurasicului superior și mediu și seria carbonată a Jurasicului superior. De-a lungul versantului estic al proeminenței Adighee se întinde zona de acumulare de petrol și gaze legată de efilarea complexelor nisipoase ale Jurasicului mediu. Încă în anul 1951, în limitele acestei zone a fost descoperită structura Barakaev cu zăcăminte de gaze și petrol stratiforme ecranate litologic și delimitate litologic, afectate orizonturilor menționate. Pe lângă aceste zăcăminte, au fost descoperite acumulări de petrol și gaze și în complexul carbonat al Jurasicului superior.

În zona anticlinală Maikop-Iaroslav a fost descoperită structura Maikop (fig. 115) cu zăcăminte de condensat în Barremian, Aptian și Albian. Zăcămintele sînt stratiforme boltite și se caracterizează prin regim de împingere de apă. Acumulări industriale de petrol și gaze au fost întîlnite în Eocenul mediu și de gaze în Paleogen, pe ridicarea Alexandrovsk, din anticlinoriul Nevinnomîsk.

Principalele perspective ale regiunii est-Kubane sînt legate de Mezo-zoic. Depozitele jurasice au perspective în zona efilării lor în sus pe înclinarea stratelor, în partea de nord a regiunii est-Kubane.

3. Regiunea petro-gazeiferă Eisk-Rashevsk se află pe versantul de platformă al depresiunii premontane, ocupînd vastele teritorii ale Precaucazului vestic de la peninsula Eisk la vest, iar în est pînă la ținutul estic al Stavropolului. În regiunea Eisk-Salsk, spre deosebire de alte regiuni petro-gazeifere ale Precaucazului vestic, depozitele mezozoice au o grosime foarte mică. În profilele celor mai multe sonde, pe fundamentul Paleozoic stau direct depozitele albiene. În această regiune se remarcă prezența a trei mari zone anticlinale lineare: Kanev-Berezan, Iasensk-Leninodar și Starominsk-Pavlovsk. De aceste zone țin ridicările: Staro-Minsk, Leninodar, Krîlov, Serdiukov, Kanev, Celbas și Berezan, cu foarte mari zăcăminte de condensat și de gaze în Cretacicul inferior (fig. 116). Ele formează raionul gazeifer Eisk-Berezan.

Toate zăcămintele sînt stratiforme boltite și produc în regim de împingere de apă.

În partea nord-vestică a regiunii se disting o serie de proeminențe structurale transversale: Kanelovsk, Ekaterinovsk și altele. De proeminența Ecaterinovsk este legată structura gazeiferă Kușcev și structura gazeiferă de mică importanță Ekaterinovsk.

4. Regiunea Rostov-Salsk ocupă partea scufundată a versantului sudic al Masivului cristalin ucrainian, Depresiunea Tuzla și Proeminența Salsk. La marginea vestică a Depresiunii Tuzla se află structura gazeiferă de mică importanță Sineavrinsk.

În regiunea petro-gazeiferă Kerçi, acumulările de petrol și gaze cunoscute, de mică importanță, sînt legate de structuri diapire, fiind cantonate în principal în Miocen. Prezintă perspective în special Miocenul superior.

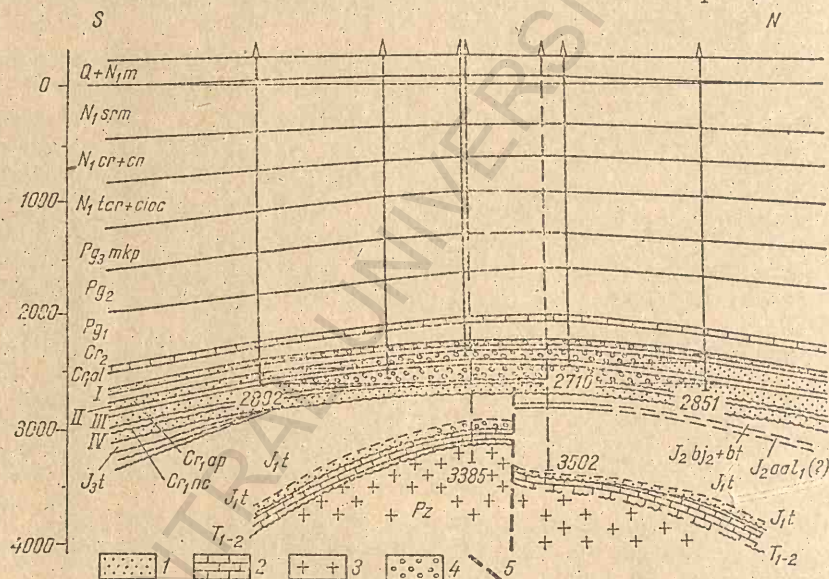


Fig. 115. Secțiune prin structura Maikop:

1 — orizonturi nisipoase; 2 — calcare; 3 — granit; 4 — zăcămintele de gaze; 5 — accidente tectonice.

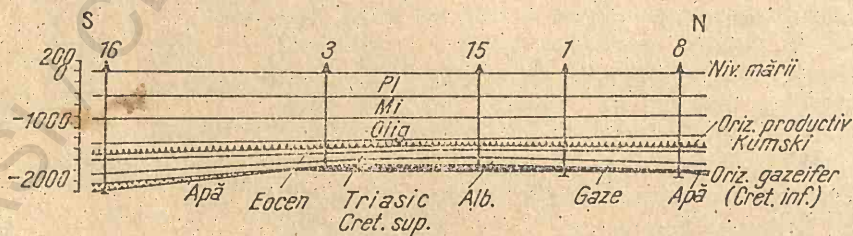


Fig. 116. Secțiune prin structura Kanev.

22. Bazinul Est-Marea Neagră

Acest bazin (fig. 32-31), în care, pînă în prezent, se cunoaște numai o structură, Guria-Supsa, de dimensiuni nu prea mari, se întinde pe litoralul Mării Negre din regiunea Gruziei de Vest, o parte însemnată a lui fiind ocupată de Marea Neagră.

El este delimitat de edificiile cutate ale Crimeei, Caucazului Mare, Caucazului Mic și ale Sistemului Pontic.

Bazinul este umplut cu seriile Jurasicului, Cretacicului, Paleogenului și Neogenului, ultimele și mai puțin cele paleogene fiind dezvoltate în zona de litoral.

Structura descoperită este legată de un brachianticlinal puternic asimetric, care are ca obiect de exploatare gresiile Sarmațianului mediu.

23. Bazinul Caspic Mijlociu

Acest bazin (fig. 32-30) are ca limită sudică edificiile montane ale Caucazului și Kubdag-Marele Balhan, iar ca limită nordică versantul sudic al platformei epihercinice.

În partea de vest a bazinului (în Precaucaz), scufundarea versantului platformei se întinde pînă la lanțul muntos Karpinski. În partea estică, transcaucaziană, a bazinului, limitele acestuia sînt formate de versanții edificiilor cutate Tuarkir și Mangîşlak, care îl separă de bazinele Kara-Kum, Ust-Iurt, pe cînd în vest limita nordică o formează lanțul îngropat Karpinsk — edificiu al Paleozoicului inferior, care formează o verigă de unire între Donbas și cutele frontale ale Uralului. Limita nordică a Bazinului Caspic Mijlociu se schițează convențional pe linia ce merge de la orașul Astrahan către terminația vestică a Mangîşlakului, de-a lungul proeminenței structurale orientată spre sud-vest, care a apărut, după toate probabilitățile, în legătură cu o mare fractură.

La vest, limita dintre bazinele Caspic Mijlociu și Azov-Kuban este legată de proeminența transversală Stavropol și trece de-a lungul celei mai ridicate proeminențe care delimitează zonele anticlinale ale Precaucazului central dinspre vest. Înclinarea întregii regiuni a Stavropolului de nord spre nord-est determină apartenența ei la Bazinul Caspic Mijlociu.

Depozitele mezozoice și cainozoice care umplu Bazinul Caspic Mijlociu se caracterizează printr-o mare variație de litofacies.

Formațiunile Mezozoicului sînt bine dezvoltate în partea de est a versantului nordic al Caucazului, unde grosimea lor depășește 10 000 m, profilul începînd cu depozitele terigene ale Jurasicului inferior. Pe marginea de platformă a bazinului sînt cunoscute depozite ale Jurasicului mediu, Jurasicului superior și ale Cretacicului, care însumează o grosime de 1 000—2 000 m. În partea estică a bazinului, în apropiere de Kara-Bogaz cele mai mari grosimi ale depozitelor mezozoice — pînă la 4 500—5 000 m — sînt cunoscute în Marele Balhan. Pe versantul de platformă al bazinului, în raionul Kara-Bogaz-Gol, grosimea Mezozoicului nu depășește 1 000 m. În Mezozoic pre-

domină depozitele terigene; numai în Jurasicul superior și în Cretacicul superior (iar în unele locuri parțial și în Neocomian) se întâlnesc depozite carbonatate.

Formațiunile Cainozoicului ating grosimea maximă în partea estică a versantului nordic al Caucazului (peste 5 000 m). Pe versantul de platformă, în Precaucazul de est, grosimea Cainozoicului scade în mod treptat în direcția nord, ajungând pe versantul Karpinsk la 200—300 m. În partea centrală a regiunii Kara-Bogaz-Gol, grosimea lui nu depășește 200—300 m. În partea vestică a peninsulei Krasnovodsk și în Mangîșlakul de stepă, Cainozoicul atinge 1 000—1 500 m. Depozitele cainozoice din Bazinul Caspic Mijlociu sînt, de asemenea, predominant terigene, iar în Paleogenul inferior și mediu și în Pliocen depozitele carbonatate au o valoare subordonată.

Pe marginea sudică, în Precaucaz, seria mezozoică-cainozoică formează cute frontale pronunțat exprimate, ce se grupează în zone anticlinale extinse linear, și care au o tectonică complexă. În partea de est a bazinului, marginea sudică este formată din depozite cretacice și paleogene foarte înclinate, care compun flancul nordic accidentat de fracturi al edificiului Kubadag-Marele Balhan. Partea de nord a bazinului, reprezentată printr-un versant de platformă în pantă lină, apare ca prelungirea imediată spre sud a vechii Platforme Ruse.

De diferite orizonturi ale profilului seriei mezozoice-cainozoice care umplu-bazinul sînt legate multiple manifestări de petrol și gaze și zăcăminte de petrol și gaze afectate la cîteva serii regionale petro-gazeifere.

Pe marginea sudică a bazinului, numeroase zăcăminte de petrol și gaze sînt legate de zone anticlinale. Pînă în ultimul timp, ca principală serie productivă era considerată seria argilo-nisipoasă Ciokrak-Karagan a Miocenului mediu. Capcane se găsesc în bolțile, pe flancurile și în periclinalale brahianticlinalelor. În legătură cu aceasta, în Miocenul mediu sînt larg răspîndite zăcămintele boltite. În Paleogen, în seria Maikop sînt cunoscute zăcăminte ecranate litologic și delimitate litologic. În Daghestanul de sud, de seria marnelor fisurate ale Oligocenului inferior și ale Eocenului sînt legate zăcăminte de gaze de tip masiv.

În anii de după război, prin foraje de explorare au fost descoperite zăcăminte de petrol și gaze, la început în seria argilo-nisipoasă a Cretacicului inferior, și mai tîrziu în Cretacicul superior; aceste zăcăminte sînt de tip masiv.

Datorită asimetriei structurilor formate din depozitele terțiare și mezozoice, descoperirea zăcămintelor de petrol și gaze în calcarele Cretacicului superior se face destul de greu. Perspective de mărire a extracției de petrol și gaze în regiunile de dezvoltare a cutelor frontale sînt așteptate mai ales din depozitele mezozoice.

Pe marginea de nord a bazinului sînt cunoscute zăcăminte de gaze în nordul regiunii Stavropol, în două zone anticlinale ce se scufundă în direcția estică. Pe prelungirea acelorași zone, în regiunea Prikumskaia a Precaucazului de est, s-au descoperit în ultimii ani zăcăminte de petrol și gaze în depoziti-

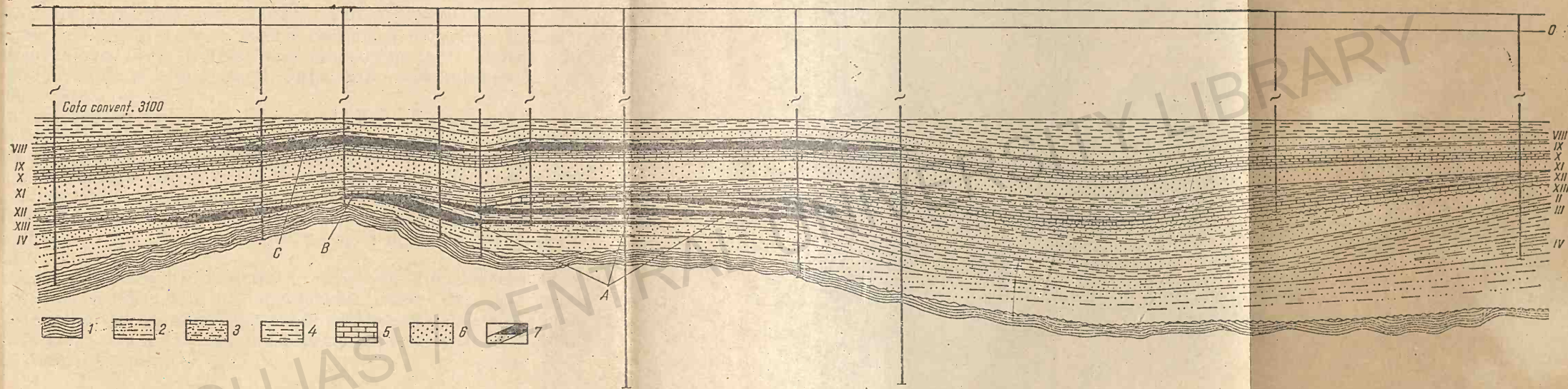


Fig. 117. Secțiune prin structura Ozek-Suat (Bazinul Caspic Mijlociu):

1 — fundament paleozoic (șisturi metamorfice); 2 — argile; 3 — gresii argiloase; 4 — intercalații de argile; 5 — calcare; 6 — gresii; 7 — limita apă-petrol; A — zăcăminte stratiforme, ecranate stratigrafice (complexe jurasice IV, III, II); B — zăcămint ecranat litologic (complexu) XIII- al Cretacicului inferior; C — zăcămint stratiform boltit (complexul IX al Cretacicului inferior).

tele jurasice, cretacice și paleogene. Structurile cele mai mari sînt legate de proeminența Ozek-Suat (fig. 117). Structuri cu zăcămintे de gaze și petrol în Cretacicul inferior au fost descoperite și mai la nord, în zonele anticlinale ale lanțului muntos Karpinsk.

Cercetările din ultimii ani au permis stabilirea legilor de răspîndire ale zonelor de acumulare de petrol și gaze în Bazinul Caspic Mijlociu. Zonele de acumulare de petrol și gaze cunoscute în Precaucaz încadrează depresiunea premontană și aceste zone sînt legate de zonele structurale de pe marginile cutate și de platformă ale bazinului.

Regiunea din apropierea Golfului Kara-Bogaz, împreună cu edificiile cutate care îl încadrează, este ridicată în mod sensibil deasupra Bazinului Caspic Mijlociu, care apare ca partea centrală a bazinului. În Kara-Bogaz, depozitele mezozoice au fost întîlnite prin foraje la o adîncime de numai 400—600 m, în timp ce în Bazinul Caspic Mijlociu se întîlnesc la o adîncime de 5 000—6 000 m.

În raioanele din imediata apropiere a Golfului Kara-Bogaz-Gol se disting mai multe ridicări de platformă în depozitele mezozoice și cainozoice. Aceste ridicări se grupează în zone anticlinale sub formă de arc încadrînd golful, căruii îi corespunde partea centrală a platformei de pe linia Kara-Bogaz, numită și bolta Kara-Bogaz-Gol.

În Mangîşlakul de stepă au fost puse în evidență o serie de zone anticlinale, care reflectă poziția elementelor structurale paleozoice îngropate, puternic dislocate.

Numeroasele indicații de petrol în depozitele Jurasicului și Cretacicului inferior din zona denudată a Mangîşlakului îndreptătesc presupunerea că aceste depozite sînt petro-gazeifere și în zonele anticlinale ale Mangîşlakului de stepă. De curînd a fost stabilită capacitatea petro-gazeiferă a zonei anticlinale Jetibai-Uzensk.

24. Bazinul Sud Caspic

Bazinul intramontan Sud-Caspic (fig. 32—32) cuprinde cea mai mare parte din estul Transcaucaziei, întreaga depresiune sudică a Caspicii și vastele șesuri ale cîmpiei Turkmeniei de vest.

La nord și nord vest, Bazinul Sud-Caspic este încadrat de edificiile cutate ale Caucazului mare și de pragul structural Apşeron, care apare ca un baraj subacvatic ce unește scufundarea nord estică a Caucazului cu sistemele cutate ale litoralului de est al Caspicii. La sud și sud est, Bazinul Sud-Caspic este mărginit de edificiile cutate ale Caucazului mic, Elburs, și Kopet-Dagului.

Limita de vest a bazinului este reprezentată de Horstul Suram (Transcaucazia), în care apar la suprafață șisturi metamorfice și intruziuni de granit. La est, bazinul este limitat de zona de îmbinare a edificiilor cutate ale Marelui Balhan și Kopet-Dagh.

Cea mai mare dezvoltare în acest bazin o ating depozitele Terțiarului superior și ale Cuaternarului. Grosimi maxime (3 000 m) au depozitele seri-

ilor productive, de culoare roșie, ale Pliocenului mediu. Nu mai puțin groase sînt depozitele etajelor Akciaghyl și Apșeron, parțial și cele ale post-Pliocenului prezente, mai ales, în faciesuri de molasă în zona adiacentă rîului Kura. La fel de groase sînt și formațiunile miocene.

Pe vastul teritoriu al bazinului examinat, intervalul stratigrafic petro-gazeifer este foarte mare — de la Paleogen pînă la etajul Apșeron inclusiv. Atît în partea de vest a regiunii Kura, cît și în părțile estice ale regiunii Turkmeniei de vest perspective serioase în ceea ce privește capacitatea petro-gazeiferă sînt legate de Cretacic.

În zona litorală a Caspicii se întinde o fișie de cute asimetrice, cu flancurile sudice și sud vestice foarte înclinate și cele nordice și nord estice mai puțin înclinate. Cutele de pe liniile nordice sînt pronunțat asimetrice și compartimentate (pe unele de-a lungul suprafețelor de încălcare apar la suprafață roci eruptive), pe cînd cutele de pe liniile sudice sînt mai puțin compartimentate.

Pe marginea sudică a bazinului, în zona situată la nord de Caucazul mare, pe fondul scufundării monoclinale spre nord și nord est a depozitelor cretacice și terțiare inferioare ale versantului nordic al Caucazului mic sînt o serie de cute anticlinale și brahianticlinale.

În limitele zonei Kura de est se observă un fascicul de linii de cute, care începe de la vest de Karamarian și se respiră în evantai în spre est, deplasîndu-se din ce în ce mai mult spre sud. În acest fascicul s-au distins 5 linii de cute. În cea de a 4-a linie, clar exprimate sînt structurile Kiurovdag, Barazanan, Durovdag și Nefte Ceala, situate de-a lungul fluviului Kura.

De-a lungul marginii de sud vest a zonei Kura de est se întind două linii de cute frontale ce încadrează versantul nord estic al Talișului.

În partea de est a Caspicii se află Cîmpia Turkmeniei de vest, care reprezintă o vastă depresiune, umplută de o serie groasă de formațiuni terțiare și cuaternare, și încadrată de zone de cute anticlinale dispuse linear, în a căror formare și întindere se manifestă influența edificiilor cutate muntoase ale Marelui Balhan la nord și nord-est și ale Kopet-Dagh-ului la sud.

În Bazinul Sud-Caspic se pot distinge cîteva regiuni petro-gazeifere.

În *Depresiunea Kura* din acest bazin, de la vest la est se disting regiunile: Șirak-Adjinaur, Kirovabad, Astrahanbazar (Leokoran) și Kura de est.

Regiunea Șirak-Adjinaur, care cuprinde stepele Adjinaur și suprafețele adiacente acestora, se caracterizează printr-un sistem de cute dispuse linear, cu o structură complexă, asimetrice, adeseori fracturate. Pe aceste cute s-au dovedit petro-gazeifere, la scară regională, depozitele seriei Șirak ale Sarmațianului și Maikopului. Zăcămintele sînt predominant strati-forme boltite și ecranate tectonic.

Regiunea Kirovabad, care cuprinde o vastă suprafață, reprezintă din punct de vedere structural prelungirea versantului nord-estic scufundat, în pantă lină, a Caucazului Mic. În această regiune, zăcămintele de petrol și gaze sînt legate de Eocen și de etajele Maikop și Akciaghyl.

Regiunea Astrahanbazar (Lenkoran), ce se întinde de-a lungul versantului nord estic al Talîşului, este formată dintr-o zonă de cûte frontale, în care prezintă perspective din punct de vedere al capacităţii petro-gazeifere, depozitele Oligocenului (ale etajului Maikop) şi ale Mio-cenului (Ciocrak).

Regiunea Kura de est cuprinde partea nord-estică şi de mijloc a Depresiunii Kura. De un şir de ridicări locale, formate din depozite pliocene şi post-pliocene, sînt legate structurile de petrol şi gaze: Nefte-Ceala, Kiurvodag, Mişovdag ş.a., care sînt foarte compartimentate.

Mai la nord este regiunea Kobîstan, limitată de anticlinoriile Altîgaci şi Lenghebiz-Aleat în nord şi de riul Ghedîmancai în vest.

În partea de est a regiunii Kobîstan, la limita cu regiunea Apşeron, se află una dintre cele mai mari structuri de petrol şi gaze din Azerbaidjan — Kara Dagh. Această structură este legată de un brahianticinal sub formă de arc, în bolta căruia, de-a lungul unei zone de falii, sînt vulcani noroioşi.

În Depresiunea Kura au mare capacitate petro-gazeiferă etajele Maikop şi Ciocrak; de asemenea a fost pusă în evidenţă şi capacitatea petro-gazeiferă a orizonturilor Sarmaţianului, din regiunile Kobîstan, Karagan şi Konsk. În partea de est a Depresiunii Kura se situează regiunea Baku, unde se distinge marea regiune petroliferă Apşeron, care cuprinde Peninsula Apşeron şi acvatoriul Caspice, adiacent ei. Pe peninsula Apşeron, care reprezintă scufundarea sud estică a Caucazului Mare, sînt fascicule de cûte ce se respiră şi se scufundă treptat de la nord vest spre est. Fiecare aliniament de cûte este format dintr-un şir de brachianticinale dispuse în culise. În general, brachianticinalele de aici sînt asimetrice; fracturile care afectează partea inferioară a seriei productive au un rol important în distribuirea acumulărilor de petrol şi se pot urmări pe o distanţă şi o adîncime mare. Cûtele anticlinale din partea de vest a Peninsulei Apşeron sînt dispuse sub formă de evantai. Flancurile liniei anticlinale Koun-Şabondag sînt compartimentate şi încălecate. Pe această structură sînt vulcani noroioşi, care spre sud şi sud vest străpung o serie de structuri (fig. 118).

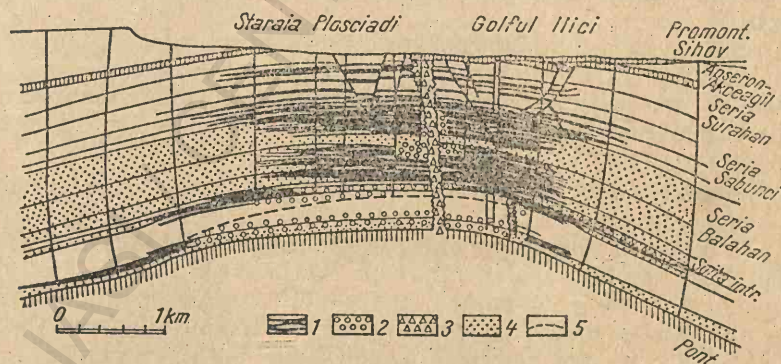


Fig. 118. Secţiune prin structura Bibi-Eibat.

Partea de est a depresiunii peninsulei și teritoriul arhipelagului Apșeron se caracterizează prin brahianticlinale de mari dimensiuni.

Linia estică de cute cuprinde ridicarea Grigorenko și cuta de pe insula Jiloi și marele brahianticlinale Nefteanle Kamni, de care este legată o mare structură petroliferă (fig. 119). Mai la vest se află brahianticlinalele de nord și de sud ale Insulei Artem, unde sînt cîteva structuri, printre care și structura Bancurile Darwin.

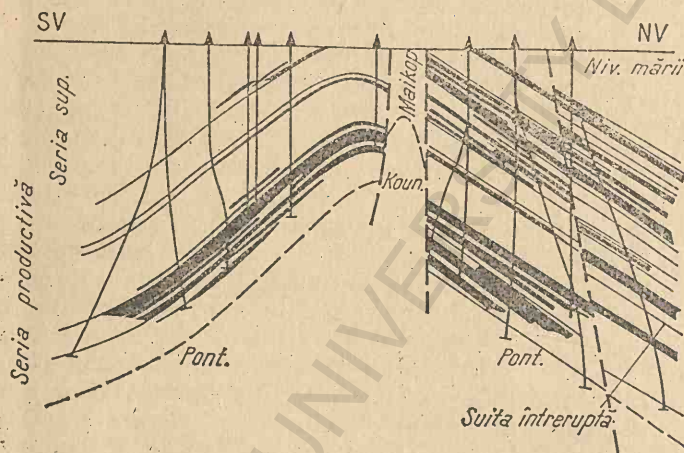


Fig. 119. Structura „Nefteanle kamni”.

În partea estică a Peninsulei Apșeron, pe uscat sînt două brahianticlinale slab înclinate și adînc scufundate; Kalinsk și Kiurdahan Maștaghi-Buzovnin, de care sînt legate mari structuri petrolifere. În prelungirea sud-estică a liniei estice de cute a fost descoperită ridicarea îngropată Zîrea, pe care în etajele sub-Kirmak și Kalinsk au fost descoperite mari zăcăminte de gaze și petrol.

În regiunea Apșeron sînt cunoscute peste 40 de cute anticlinale, dintre care mai multe conțin bogate zăcăminte de petrol și gaze.

Linia de cute trecînd peste insulele Jiloi și Nefteanle Kamni și cea formată de cutede marine ale părții vestice a zonei Balhan (fig. 120) se unesc cam în partea centrală a pragului structural Apșeron.

Depresiunea Turkmeniei de vest reprezintă o mare scufundare umplută de depozite paleogene, neogene și cuaternare. Și în limitele ei se distinge un șir de ridicări faliat, de care sînt legate puternice manifestări ale vulcanilor norioși. Paralel cu edificiul cutat Kurbadag-Balhan se întinde zona anticlinală Pre-Balhan, iar paralel cu litoralul Caspicii, în direcția meridională, se află întinsa zona de cutare din raionul Keimir-Cikișlear. De scufundarea vestică a edificiilor muntoase Kopet-Dagh sînt legate raioanele Aladag-Messierian și Kizil-Atrek, în care sînt răspîndite o serie de anticlinale.

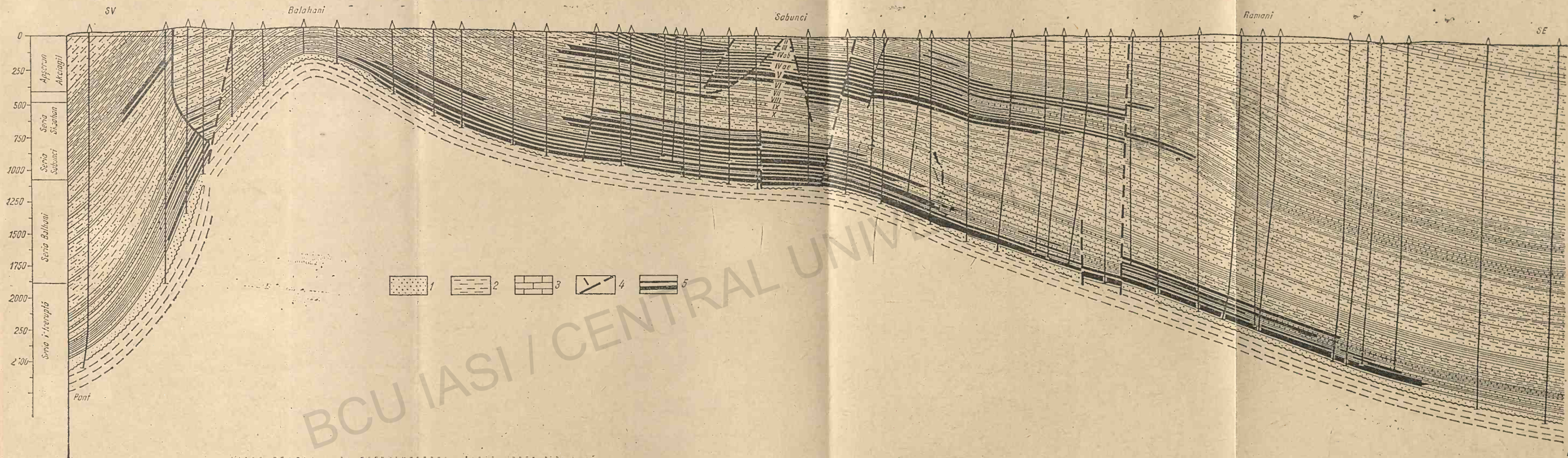


Fig. 120. Secțiune prin structura Balahani-Sabunci-Ramani:
 1 — nisipuri, gresii; 2 — calcare; 4 — linii de falii; 5 — zăcămintе de petrol.

Falii majore radiale, ce se întind în afara limitelor ridicărilor locale, se pot urmări pînă la o mare adîncime. Este posibil ca aceste dislocări mari, cu caracter regional să fie în legătură cu fracturile din fundamentul mezozoic al depresiunii.

În zona anticlinală Pre-Balhan, zăcămintele de petrol sînt legate de depozitele seriei de culoare roșie ale etajelor Akciaghyl și Apșeron. În ultima vreme aici au fost descoperite două mari structuri: Kortur-Tepe și Nadjim-Kuli. În raionul Keimir-Cikișlear, prin prospecțiuni seismice au fost identificate în depozitele pliocene o serie de ridicări locale, legate de zona anticlinală ce se întinde, pe o distanță de peste 100 km, de-a lungul litoralului mării. În acest raion, de curînd a fost descoperită o mare structură petroșazeiferă legată de ridicarea Okarem. Petrol a fost descoperit și pe o suprafață situată la 30 km nord de Okarem, aflată în curs de explorare.

25. Bazinul Bielor-us-Ucrainean (Nipru-Donet)

Bazinul Bielor-us-Ucrainean (Nipru-Donet) (fig. 32-28) ocupă o vastă suprafață între Masivul cristalin ucrainean și Masivul Voronejului, în care sînt cuprinse depresiunile Pripeat și Nipru-Donet. La nord-est și sud-vest, bazinul este mărginit de Masivul Ucrainean, de Masivul Voronejului și de edificiul cîtat Donet. Limita sud-estică a bazinului este trasată în mod convențional de-a lungul flancului ridicării meridionale a Paleozoicului, iar la nord-vest limita trece pe flancul proeminenței Mikașev și al masivului cristalin Bielor-us (fig. 121).

La baza seriei sedimentare se află un complex precambrian și cambrian de roci argilo-nisipoase și alcurite, care, după datele sondelor de referință forate în partea bielor-usă a bazinului, are o grosime de 500 m.

Alt complex argilo-carbonatat de vîrstă Ordovician și Silurian, situat mai sus, format din calcare, dolomite și argile, este cunoscut în partea bielor-usă a bazinului; grosimea lui depășește 90 m.

Un alt complex terigeno-carbonatat de vîrstă Devonian mediu și Frasnian inferior și mediu este cunoscut în partea bielor-usă a bazinului. El este format din gresii, aleurolite și calcare, precum și din dolomite, anhidrite și argile, atingînd grosimea de circa 500 m.

Deasupra urmează un complex de depozite salifere ce aparține Frasnianului superior și Famennianului. În profilul acestui complex se găsesc depozite terigeno-carbonatate, reprezentate prin argilite, marne și calcare dolomitizate argiloase. Grosimea lor maximă este în raionul Petrikov, unde atinge 576 m. În partea ucraineană a bazinului, seria saliferă nu a fost traversată de sonde și grosimea întregului complex se apreciază aici la 1 000—2 000 m.

Famennianul superior, gros de circa 1 500 m, este format din argile și gresii (atît marine cît și continentale).

În depozitele devoniene sînt cunoscute manifestări de petrol în mai multe raioane ale părții ucrainene ale bazinului, dintre care se menționează cele de pe suprafețele Marievsk, Dimitrievsk, Petrovsk.

Complexul terigeno-carbonatat al Tournaisianului și Viseanului inferior are o răspîndire limitată și este format din gresii, alevrolite, șisturi argiloase și calcare. Acest complex, gros de 900 m, este gazeifer pe structura Zacepilovka.

O mare răspîndire are complexul terigen al Viseanului superior, gros de 100—620 m, format din alternanțe de gresii fine și grosiere, alevrolite cenușii închise și șisturi argiloase cenușii (Radcenk-Sagaidak), care s-a dovedit petrolifer pe mai multe suprafețe.

Peste complexul terigen al Viseanului urmează transgresiv un complex terigeno-carbonatat ce aparține Carboniferului mediu, a cărui grosime împreună cu depozitele Namurianului depășește 1 000 m. El este format din șisturi argiloase cu intercalații subțiri de gresii, precum și din calcare argiloase; pe alocuri se întîlnesc intercalații de cărbuni bruni. Acest complex este de asemenea productiv pe o serie de suprafețe (Sagaidak).

Complexul terigen situat mai sus, gros de 500—1 000 m, aparținînd Carboniferului superior și Permianului inferior, este larg răspîndit atît în partea centrală, cît și în părțile marginale ale bazinului. El este format din gresii, argile cu rare intercalații de calcare. La partea superioară, acest complex are o colorație predominant roșie, iar în partea inferioară predomină culoarea cenușie și cenușie-verzuie. Acest complex este principalul orizont productiv din structura Șebelinsk.

Complexul salifer al Permianului inferior, care urmează în continuare, are o grosime de 350 m, și este format dintr-o alternanță de calcare, dolomite, anhidrite, în care sînt intercalații subțiri de alevrolite și de sare groase de peste 100 m. Pe suprafețele Șebelinsk și Spivakovsk acest orizont este productiv.

Complexul terigen și terigeno-carbonatat al Permianului superior și al Triasicului, gros de 800 m, pronunțat discordant, este format din gresii și uneori din conglomerate și argile. El este productiv în o serie de structuri (Radcenk, Kaceanov, Runovșcina, Sagaidak).

Complexul terigen al Jurasicului inferior și mediu este format din gresii cenușii și argile cu intercalații de argile cărbunoase, atingînd grosimea de 150 m. De acest complex este legat zăcămintul de gaze de pe structura Șolohovsk.

Complexul terigeno-carbonatat al Jurasicului superior și Cretacicului inferior este format din gresii cenușii, uneori pestrițe, din argile, pe alocuri cu intercalații de calcare, și atinge, în partea centrală a bazinului, o grosime de 700—750 m.

Din punct de vedere tectonic, teritoriul ocupat de bazin se împarte în două regiuni: de platformă și de tranziție. Partea nord-vestică a bazinului reprezintă un element al Platformei Ruse, iar partea sud-estică cuprinde unele elemente structurale ce au trăsături de trecere spre structura cutată Doneț.

Pentru regiunea de platformă este caracteristică predominarea unor forme structurale legate de o tectonică a diapirismului sării și de prezența horsturilor și a grabenelor.

Regiunea de trecere se distinge prin prezența cutelor brahianticlinale dispuse linear. Tectonica legată de diapirismul sării are aici o însemnătate subordonată; formele structurale legate de horsturi și grabene lipsesc.

Versantul de sud al Masivului Voronej este complicat de o serie de fracturi și falii de mică amplitudine. Partea bazinului dinspre acest masiv se caracterizează prin reducerea grosimilor prin lipsa din profil a unor orizonturi. Aici se găsesc zone de acumulare de petrol și de gaze.

Pe marginea sudică a Masivului Voronej se află mai multe ridicări: Bahmaci, Berestovsk, Lebedinsk, Bogoduhovsk, Kupeansk, Starobelsk, Rogozinsk, Cepelinsk, Komedovsk, Gorodișcensk.

Versantul de nord al Scutului Ucrainean reprezintă, de asemenea, o scufundare relativ slabă a fundamentului și a cuverturii sedimentare în trepte în direcția nord-est. Monoclinulul de pe marginea versantului de nord al Scutului Ucrainean este complicat de un număr de proeminențe transversale (Bobrovițk, Eabdunovsk, Goltvinsk, Magdalinovsk, Iurievsk, Samarsk) și de ridicări locale (Sivrovsk, Morovsk, Gnedinsk, Serghievsk, Grabarovsk, Krecikovsk). Ele încadrează părțile mai scufundate ale grabenului și îl despart de monoclinulul de pe marginea versantului sudic al masivului Voronej.

Faliile sudice, limitrofe, separă partea scufundată a grabenului de Scutul Ucrainean. De aceste falii, precum și de falia nordică, pot fi legate zone de acumulare de petrol și gaze.

Regiunea grabenului Pripeat apare ca partea nord-vestică a Bazinului Bielor-us-Ucrainean. Depresiunea este umplută de o serie groasă de depozite sedimentare ce aparțin Devonianului, Carboniferului, Permianului și Mezozoicului. Grosimea generală a formațiunilor sedimentare din părțile mai scufundate depășește 5 000 m. Spre deosebire de partea ucraineană a bazinului, profilul grabenului Pripeat se caracterizează prin absența depozitelor de sare în Permianul inferior.

De-a lungul bordurilor de nord și de sud ale grabenului s-a stabilit, prin metode geofizice, prezența unor falii, a căror amplitudine este de circa 2 000 m. În limitele părții mai scufundate a grabenului se află mai multe proeminențe ale fundamentului situat la 3 000 m adâncime.

De unele proeminențe ale fundamentului — Mikașev (centrală), Ceryono-Slobodsk, Zlodinsk, Narovleansk, Petrikovsk și Podul Cernigov — sînt legate o serie de ridicări locale.

De proeminența Ceryono-Slobodsk este legată ridicarea Korenevsk; de proeminența Zlodinsk — ridicările Buinov, Buda Sofievk și Anisimovk; de proeminența Cernigov-ridicările Loevsk, Sensk și Ianovsk-Liubeci; de proeminența Petrokovsk — ridicarea Petrikovsk; de proeminența Narovleansk — ridicările Kustovnițk, Mozîrsk și Obuhovsk.

Mai multe ridicări locale, grupe de ridicări și zone de acumulări de petrol și gaze sînt legate de depresiunile situate între proeminențele menționate.

Podul Cernigov reprezintă o ridicare a fundamentului cristalin, sub formă de horst. Pe această ridicare, grosimile Devonianului și ale Carboniferului

inferior sînt reduse. Această proeminență a fundamentului separă regiunea de platformă în două grabene: Pripeatsk și Pridneprovsk. În limitele proeminenței fundamentului Podul Cernigov s-a stabilit un număr de ridicări locale: Loevsk, Sensk, Ianovsk-Liubeci, Grabovsk, Videlțevsk, Ghermanovsk. Ridicările Liubeci, Dovjiksk și Anisovsk se pot îngloba într-o zonă de acumulare de petrol și gaze.

În grabenul Pridneprovsk (de lîngă Nipru) se distinge proeminența Dikansk-Lohvitk a fundamentului. Între această proeminență și Podul Cernigov este situată Depresiunea Nejin. Pe proeminența Dikansk-Lohvitk depozitele Carboniferului superior și ale Permianului inferior sînt erodate. De această proeminență este legată zona anticlinală Radcenk, din care fac parte ridicările Radcenk și Malo-Sorocensk, masivele Gasenovsk și Leikovsk. De ridicarea Radcenko este legată o structură de petrol și gaze (fig. 122), în care sînt petrolifere orizonturi din Carboniferul inferior și din Carboniferul mediu, iar complexul nisipos-carbonatat al Triasicului este gazeifer.

Zona anticlinală Sagaidak-Kibințevsk cuprinde ridicările Isacikovsk, Romadanovsk, Kibințevsk, Velikobogaceansk, Sagaidak. De ridicările Sagaidak și Kibințevsk sînt legate structuri petrolifere și gazeifere. Aici zăcămintele de petrol sînt legate de orizonturile Viseanului superior și ale Carboniferului mediu. Zăcămintul de gaze de pe structura Sagaidak este cantonat în seria nisipo-carbonatată a Triasicului. În afară de acestea, în limitele proeminenței Dikansk-Lohvitk se mai găsesc structurile Samarinsk și Jorjevsk, legate de diapirismul sării.

Depresiunea Nejin, spre deosebire de proeminența Dikansk, cuprinde și depozitele Carboniferului superior și ale Permianului inferior, reprezentate prin două serii diferite litologic. Aceste depozite apar ca analoge seriei gresilor Permianului inferior, de care în Șebelinsk sînt legate principalele rezerve de gaze.

— În Depresiunea Nejin se pot distinge zonele anticlinale de acumulare de petrol și gaze: Holmsk, Cernuhinsk, Olișevsk și Prilucsk și o serie de ridicări separate.

De zona anticlinală Holmsk sînt legate ridicările; Holmsk, Borozneansk, Velikozagotovsk și Dimitrievsk.

De zona Cernuhinsk sînt legate ridicările: Gmireansk, Ivanițk, Leleakovsk, Gnedințevsk, Cernuhinsk, Pozdneakovsk.

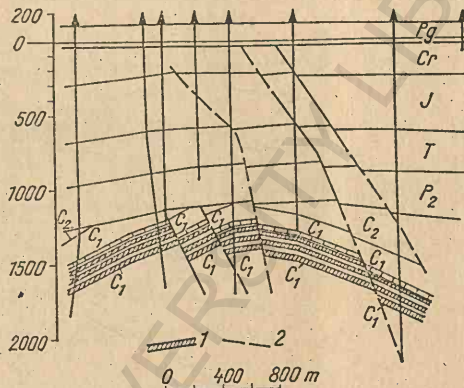


Fig. 122. Secțiune prin structura Radcenko (după V.K.Gavriș și L. S. Palit):

1 — orizont productiv; 2 — falie.

De pe structura Gnedințev (fig. 123), din Carbonifer, s-a obținut o erupție de petrol ușor, iar din structura Cernuhinsk din Visean s-a obținut o erupție puternică de condensat.

Din zona anticlinală Olilevsk fac parte ridicările: Logovikovsk, Jevedsk, Olisevsk, Hotinsk, Krasnopartizansk.

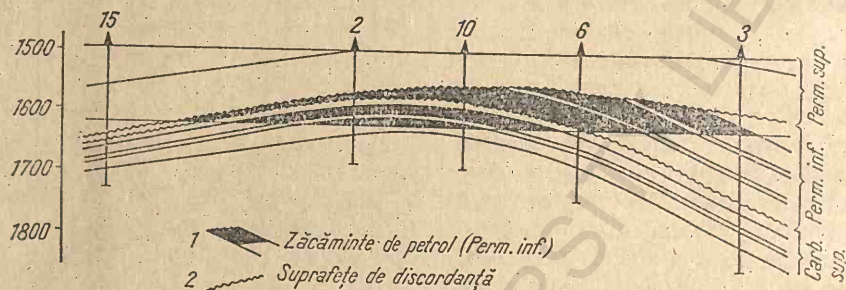


Fig. 123. Secțiune prin structura Gnedințev.

Din zona anticlinală Priluksk fac parte structurile: Malodevitk, Priluksk, Juravkovsk, Antonovsk, Kaplințevsk. În afară de aceasta, s-a stabilit un număr de ridicări locale, care deocamdată nu pot fi înglobate într-o zonă.

Depresiunile Talalaevsk și Nejin se caracterizează prin prezența depozitelor salifere ale Permianului inferior și a depozitelor terigene ale Carboniferului inferior, depozite care lipsesc pe proeminența Dikansk-Lohvițk.

— În Depresiunea Talalaevsk se disting două mari zone anticlinale de acumulare de petrol și gaze: zona Kaceanovsk și zona Glinsk-Talalaevsk. Din prima fac parte structurile: Velikobubnovsk, Romensk, Terasa Berestovsk, ridicările Sinevsk, Novotroitk și Kaceanovsk. De ridicarea Kaceanovsk este legată o mare structură de petrol cu zăcămintele în Carboniferul superior și mediu, în Permianul inferior și în Triasic.

Zona de acumulare de petrol și gaze Glinsk-Razbisevsk înglobează ridicarea Talalaevsk, stocul Krasnoznamensk, masivul Petrovsk-Romensk și ridicarea Glinsk-Rozbișevsk.

— În Depresiunea Reșetilovsk lipsesc depozite ale Permianului salifer, iar Carboniferul superior, într-o măsură mai mică, este erodat, așa cum este pe proeminența Dikansk-Lohvițk. În această depresiune se disting ridicările Solonițk, Prohorovșcinsk. ș.a.

— În scufundarea nord-vestică a Donbasului se disting șase zone anticlinale de acumulare de petrol și gaze. Patru din ele, Solohovsk, Ciutovsk, Alexeevsk-Mironovsk și Petrovsk formează valul Petrovsk-Ciutovsk. Celelalte două zone (Șebelinsk și Kolontaevsk) formează valul Șebelinsk-Kolontaevsk. În această regiune sînt situate ridicările locale cele mai mari ale bazinului.

Din zona Kolontaevsk fac parte ridicările Belsk, Kolontaevsk, Karai-kozovsk și Kolomaksk, precum și masivele Kotelevsk și Valkovsk. De ridicarea Belsk este legată o structură de gaze relativ mare, cu zăcămintele în

depozitele nisipoase-carbonatate ale Triasicului, în complexul Jurasicului inferior și ale Bajocianului.

În zona Șebelinsk sînt cuprinse ridicările Novovodolajsk, Reabuhinsk, Șebelinsk (fig. 124), Cervonodonetk, Protopopovsk, Spivacovsk, Suhokamensk, Krasnoscolsk, Sveatogorsk, Torkoșandrigolovsk, și Ternovsk. Această zonă

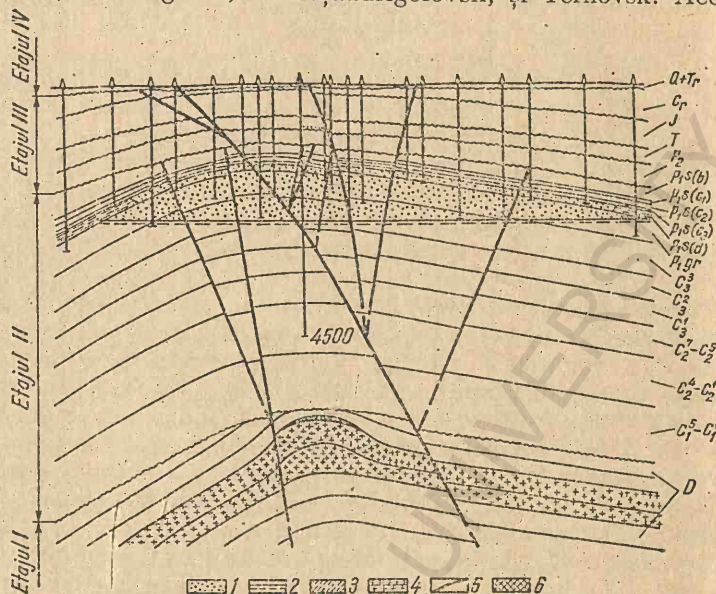


Fig. 124. Secțiune prin structura Șebelinsk:

1 — gaz; 2 — limita gaze-apă; 3 — apa pasivă; 4 — seria saliferă a Devonianului; 5 — dislocații; 6 — cap-rock. Depozite: Q + Tr — Cuaternar + Terțiar; Cr — Cretacic; J — Juristic; T — Triasic; P₂ — Permian superior; P_{1s(b)} — Orizontul anhidritic superior; P_{1s(c1)} — orizontul salifer superior; P_{1s(c2)} — orizontul anhidritic mediu; P_{1s(c3)} — orizontul salifer inferior; P_{1s(d)} — orizontul anhidritic inferior; P_{1gr} — suita de gresii cuprifere a Permianului inferior; C₃ — suita cu Araucaria a Carboniferului superior; C₂ — suita Avila a Carboniferului superior; C₁ — suita Isaev a Carboniferului superior; C₂¹ — C₂² — etajul Moscovian al Carboniferului mediu; C₂³ — C₂⁴ — etajul Bașkirian al Carboniferului mediu; C₁¹ — C₁² — Carbonifer inferior; D — Denovian.

se caracterizează prin cea mai mare dezvoltare a seriei salifere a Permianului inferior, ce atinge grosimi aproape de 1 000 m. De această serie și de complexul terigen, din culcușul ei sînt legate, pe structura Șebelinsk, enorme rezerve de gaze. De aceleași complexe sînt legate zăcămintele de gaze și pe structura Spivakovsk.

În zona anticlinală Solohovsk sînt cuprinse ridicările: Solohovsk, Bolșebudișcensk, Runovscinsk. De ridicarea Solohovsk, în depozitele Bajocianului inferior, sînt legate zăcămintele industriale de gaze.

În zona de acumulare de petrol și gaze Ciutovsk, sînt cuprinse ridicările: Ciutovsk, Rapașnovsk, Krestišcensk, Staroverovsk, Medvedovsk și Parascoevevsk.

De zona anticlinală Alexeevsk-Mironovsk sînt legate ridicările Sosnovsk, Pavlovsk, Mironovsk, Beleaevsk, Efremovsk de vest, Efremovsk și Alexeevsk. Această zonă se caracterizează printr-o scufundare destul de bruscă a cutelor paleozoice sub depozitele mezozoice care au aici o grosime de 900 m.

Din zona de acumulare de petrol și gaze Petrovsk, fac parte ridicările: Volvenkovsk, Petrovsk, Novomecebilovekovsk, Kamișevahsk, Korulsk și masivele Lozovenkovsk și Bereksk.

— Depresiunea Harkov are marginea de platformă foarte slab înclinată și marginea internă abruptă (versantele valului Sebelinsk-Kolontaevsk). Aici depozitele salifere ale Permianului inferior se efilează înspre nord. Depresiunea se caracterizează prin ridicări de tipul teraselor structurale și a proeminențelor. În Depresiunea Harkov sînt cunoscute ridicările: Pecenejsk, Sevchenkovsk, Staropokrovsk, Velikovișnevs, Severogolubovsk, Korobkovsk, Balakleisk. Pe o serie de ridicări au fost observate manifestări și afluxuri industriale de petrol.

— Depresiunea Poltava-Lozovsk, structural, seamănă cu Depresiunea Harkov. În limitele ei se cunosc ridicările Novosenjarsk, Starisenjarsk, Malopereșcepinsk, Novogrigorievsk, Orcinsk, Pereșcepinsk, Iujnopereșcepinsk, Dubovogradinsk, Rudaevsk, Andreevsk, Okteabrsk, Poltavsk, Mașevsk, Elizavetinsk, Fedorovsk, Tarasovsk, Verhnelanovsk, Kobzevsk, Sahnovsk.

— În zona de acumulare de petrol și gaze Mihailovsk-Zacepilovsk, intră ridicările situate la marginea depresiunii și anume: Lemansk, Zacepilovsk, Boiarsk, Zapadno-Mihailovsk, Mihailovsk, Kremnevsk, Golubovsk, Iliciievsk și Samoilovsk. Pe structura Zacepilovsk sînt complexe gazeifere în etajele Visean, Tournaisian și Baskir și petrolifere în etajul Namurian. Pe structura Mihailovsk (fig. 125), în etajul Visean s-au pus în evidență cîteva orizonturi gazeifere industriale.

— Depresiunea Svatovsk apare ca terminația sud-estică a Depresiunii Harkov cu care seamănă din punct de vedere structural. Aici se disting ridicările Svatovsk, Cernetk și Karpovsk.

— Depresiunea Bahmutsk, situată între șariajul marginal de nord al Donbasului și prelungirea brahianticinalului Donbas-Drujkovsk-Konstantinovsk, se caracterizează prin puternica dezvoltare a depozitelor Permianului inferior a complexelor salifere și terigene. În depresiune se află ridicările Dronovsk, Artemovsk, și Slaveansk.

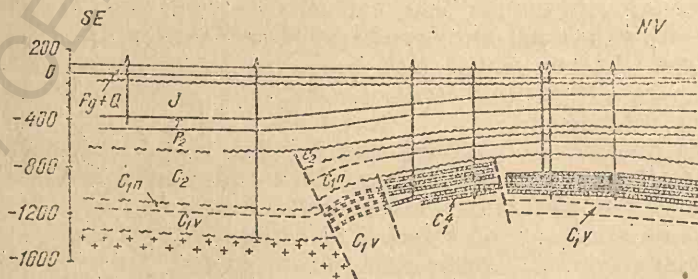


Fig. 125. Secțiune prin structura Mihailovsk (după G.S. Brailovski).

— Depresiunea Kalmius-Toreţk, după caracterul profilului, seamănă cu Depresiunea Bahmutsk. Aci sînt cunoscute ridicările Sofievsk, Gavrilovsk.

— Depresiunea Predoneţ este formată din două părţi: exterioară (de pe lîngă platformă) şi interioară (sariajele marginale ale Donbasului) care apar ca zone tectonice de care sînt legate ridicările Kremensk, Tomaşevsk, Volceiarsk. De sistemul de şariaje regionale ce se întind paralel cu cutarea Donbasului sînt legate ridicările Krasnopopovsk, Epifanovsk, Novoidarsk şi Grecişkinsk.

26. Bazinul Nord-Caspic

Numeroase zăcămintele de petrol şi gaze din regiunea Volga-Ural şi Nord-Caspică sînt legate de seria groasă a depozitelor sedimentare care formează marginea sud-estică a Platformei Ruse, ce se scufundă în trepte în direcţia Mării Caspice. Această parte a Platformei Ruse este limitată din toate părţile de versantele unor elemente structurale mari, în care fundamentul şi seria sedimentară sînt înclinate către partea centrală cea mai scufundată a platformei, situată în nordul Caspicii.

Bazinul Nord-Caspic (fig. 32-27) este format din trei părţi ce se deosebesc între ele prin particularităţile structurale. În părţile de nord şi de vest ale bazinului, mai ridicate structural, sînt situate structurile de petrol şi gaze din cea mai mare parte a regiunii Volga-Ural şi a zonei Volgograd-Saratov, din regiunea Volgăi. În aceste regiuni, fundamentul cristalin se află la o adîncime ce nu depăşeşte 3 000—3 500 m. Către sud şi sud-est, în partea cea mai scufundată, unde fundamentul cristalin este la o adîncime de 8 000—10 000 m, se află regiunea Caspică cu domuri de sare. În extremitatea de est a bazinului se află depresiunea marginală Preurală, ce se deschide la sud în Regiunea Caspică.

În partea de sud-est, Bazinul Nord Caspic este separat de Ust-Iurt prin bariera îngropată a Embei de sud, iar la sud Lanţul Karpinski îl separă de bazinele petro-gazeifere Caspic Mijlociu şi Azov-Kuban. La sud-vest, bazinul este despărţit prin proeminenţa Miller a bombamentului Voronej de Depresiunea Nipru-Donet.

Fundamentul bazinului are o structură complexă şi în diferite sectoare, este de diferite vîrste. În partea de nord a bazinului, fundamentul este format din şisturile cristaline ale Precambrianului. Pe marginea sa sudică şi posibil şi în regiunea Uzeni-Icikin, fundamentul, în parte, este paleozoic.

În partea de nord a bazinului se disting în fundament mari elemente structurale ridicate. Pe ridicările ce încadrează bazinul, adîncimea fundamentei nu depăşeşte 1 600 m, pe bombamentul Jiguli-Pugacev ea însumează 800 m, iar pe ridicările situate în interiorul bazinului, ea atinge 2 000 m şi mai mult. Fundamentul este sensibil mai adînc în depresiunile Melekes, Uzeni-Irghiz (Buzuluk), Riazan-Saratov, Preurală şi mai ales în cea Nord-Caspică.

Cele mai vechi formaţiuni sedimentare din bazin sînt cele din complexul Baulin, care, după cîte se cunoaşte pînă în prezent, aparţine Proterozoicului

superior-Paleozoicului inferior. Acest complex a fost traversat de foraje în depresiunile Riazan-Saratov, Melekes și Birsck, unde grosimea lui atinge 800 m. Manifestări de petrol și gaze în complexul Baulin s-au întâlnit deocamdată numai pe scufundarea sud-estică a bombamentului Tatar. Nu este exclusă răspîndirea acestor depozite și în Depresiunea Uzeni-Irghiz, unde în condiții structurale favorabile ele ar putea fi petro-gazeifere.

Stratigrafic, deasupra urmează depozitele Devonianului și Carboniferului. De acestea sînt legate formațiunile petro-gazeifere ale regiunii Volga-Ural, formate dintr-o alternanță de depozite terigene, terigeno-carbonatate și carbonatate. Depozitele terigene aparțin etajelor Eifelian, Givetian, Frasnian inferior, precum și Carboniferului inferior și mediu. Rocile carbonatate formează profilul părții superioare a etajului Frasnian și a întregului etaj Famennian din Devonianul superior. În afară de aceasta, ele sînt răspîndite în toate cele trei serii ale Carboniferului, însă în cel mediu și mai cu seamă în cel superior predomină. Grosimea complexului terigeno-carbonatat al Devonianului și Carboniferului variază, ea fiind pînă la 1 500 m pe bombamentul Tatar, pînă la 2 500 m în Depresiunea Melekes și probabil pînă la 3 000 m pe scufundarea sudică a bombamentului Jiguli-Pugacev.

De seriile terigene și carbonatate ale Devonianului și Carboniferului, care conțin strate și pachete de roci colectoare, sînt legate mai multe complexe petro-gazeifere, la scară regională. Complexul inferior este format din seriile argilo-nisipoase ale etajelor Givetian și Frasnian. Zăcămintele de petrol și gaze adeseori se întîlnesc și în complexul carbonatat al Frasnianului și Tournaisianului; aceste depozite sînt petro-gazeifere pe un șir de structuri ale bombamentelor Tatar și Jiguli-Pugacev, precum și pe valul Don-Medveditsk. Mai mult sînt răspîndite zăcămintele de petrol și gaze în complexul terigen al Viseanului și în complexul terigeno-carbonatat al părții superioare a Carboniferului inferior și mediu.

În Devonian cele mai bogate zăcămintele au fost descoperite pe bombamentul Tatar, unde sînt legate de mari ridicări ale platformei. Zăcămintele cu rezerve importante au fost descoperite în Carbonifer în legătură cu ridicările Muhanov, Dimitriesvsk, Krasnoiarsk și cu alte ridicări situate în zona de răspîndire a complexelor productive de pe versantul nordic al bombamentului Jiguli-Pugacev.

Peste depozitele carbonifere urmează cele permiane, formate în general din roci carbonatate și argilo-nisipoase. Depozitele Triasicului, foarte asemănătoare cu cele ale Permianului superior, în regiunile din sudul bazinului formează de obicei o singură serie, numită permo-triasică. Grosimile cele mai mari ale Permianului și Permo-triasicului (pînă la 4 000 m) sînt cunoscute deocamdată în avanfosa Preurală. După datele geofizice, în regiunea Caspică de domuri de sare, unde aceste depozite sînt larg răspîndite, grosimea lor e și mai mare. În aceste depozite se semnalează mai multe formațiuni petro-gazeifere, care se grupează în două serii răspîndite regional. Cea inferioară ține de complexul carbonatat Artinskian. În această serie au fost identificate zăcămintele de hidrocarburi pe versantul sud-estic al bombamentului

Jiguli-Pugacev, în Depresiunea Uzeni-Irghiz (Buzuluk), pe șaua Birsks și în avanfosa Preurală. Seria petro-gazeiferă superioară este formată din depozitele argilo-nisipoase ale Permo-triasicului din sudul regiunii caspice de domuri de sare.

În Mezozoic-Cainozoic, cea mai mare scufundare, însoțită de depuneri de sedimente de mari grosimi, este regiunea caspică de domuri de sare. În partea centrală a acestei regiuni și în zona dintre fluviile Volga și Ural au mare grosime depozitele permieni, mezozoice și cainozoice.

Seriile mezozoice (cu excepția Triasicului) se pot împărți în două:

- 1) Jurasic-Cretacic inferior (argilo-nisipoasă) și
- 2) Cretacic superior (carbonatată).

Jurasicul și Cretacicul au grosimile maxime (2 300 m) în raionul Novouzen din partea nord-vestică a regiunii caspice. Seria terigenă Jurasic-Cretacic inferior este regional petro-gazeiferă. La marginea sudică a Platformei Ruse, în Precaucaz și în Asia mijlocie, formațiunile petro-gazeifere aparțin Bajocian-Bathonianului și Neocomian-Aptianului. Zăcămintele de petrol și gaze au fost descoperite în Kazahstanul de vest, precum și în regiunile Astrahan și Volgograd. Cretacicul superior a fost identificat ca fiind petrogazeifer în raioanele Embei de sud și în Astrahan. În zonele de efilare regională a seriilor petro-gazeifere jurasice și cretacice încă nu s-au făcut explorări.

Paleogenul, format din nisipuri glauconitice și argiloase are cea mai mare grosime (1 000 m) în sudul bazinului. Neogenul și Cuaternarul, reprezentate prin depozite argilo-nisipoase, au grosime maximă în zona de cumpănă a fluviilor Volga și Ural.

În general, în Bazinul Nord-Caspic capacitatea petro-gazeiferă crește de la părțile marginale către cele centrale. În partea de nord și de vest a bazinului și parțial și în sud-est sînt acumulări industriale de hidrocarburi în Devonian și în Carbonifer. În Depresiunea Uzeni-Irghiz și în regiunea caspică de domuri de sare, precum și în avanfosa Preurală, în afară de acestea sînt petro-gazeifere Permianul și Permo-Triascul. În regiunea caspică de domuri de sare în general sînt petro-gazeifere Jurasicul și Cretacicul. Manifestări petro-gazeifere sînt cunoscute și în Terțiar, în zona de cumpănă a fluviilor Volga-Ural.

După intervalul stratigrafic petro-gazeifer și după tipul acumulărilor, Bazinul Nord-Caspic se împarte în mai multe regiuni.

— Regiunea petro-gazeiferă Volga-Ural ocupă un loc important sub aspectul producției și al rezervelor pregătite. În această regiune fundamentul cristalin precambrian este puțin scufundat. Toate structurile cunoscute, de petrol și gaze din regiune, formează grupe și zone de acumulare de petrol și gaze dispuse linear.

De versantele sudic și sud-estic al bombamentului Tatar sînt legate grupele de structuri: Grahani-Elabug, Nurlat-Ahubai, Romașkin și Tuimazin. Din acestea cele mai mari, ca întindere și ca rezerve de petrol, sînt structurile Romașkin și Tuimazin, precum și structura izolată Șkapov, în toate fiind petrolifer Devonianul.

În Depresiunea Melekes, care desparte domurile Tokmov, Tatar, și Jiguli-Pugacev, prezintă perspective petro-gazeifere formațiunile Devonianului și Carboniferului.

— În regiunea care desparte bombamentul Tatar de bombamentul Jiguli-Pugacev și de proeminența Piliughin se disting zonele de acumulare de petrol și gaze Bolșekinelsk și Malokinelsk, iar mai la sud sînt zonele de acumulare de petrol și gaze Samarkine și Ihko-Demsk, afectate ridicărilor asimetrice ale treptelor fundamentului care conturează depresiunea. Zăcămintele de petrol și gaze sînt cantonate în Permian, în special în cel inferior.

În partea de vest a bazinului sînt cunoscute zone de acumulare de petrol și gaze în bombamentul Jiguli-Pugacev. De-a lungul marginii abrupte de nord a bombamentului se întinde zona Jiguli, la est — zona Pocrovsk-Ceapaev, iar la sud și sud-vest — grupele de structuri Saratov și Sovietsk-Stepnov, ale căror zăcăminte de petrol și gaze sînt cantonate în Carbonifer și Devonian.

— La sud de bombamentul Jiguli-Pugacev se întinde valul Don-Medveditk, situat în scufundarea estică a Masivului Voronej, care este despărțit de bombamentul Jiguli-Pugacev printr-o depresiune îngustă, adîncă, umplută de formațiuni de vîrstă Proterozoic superior și Paleozoic inferior.

Se cunosc structuri în zona litorală a regiunii Volga Saratov-Volgograd. Aici sînt cunoscute grupele de structuri Jirnov-Karobkov și Arcedin-Don, în care zăcămintele de petrol și gaze sînt cantonate mai ales în Carbonifer și parțial în Devonianul superior și mediu.

În extremitatea sud-vestică a Bazinului Nord Caspic se întinde lanțul muntos îngropat Karpinski. Structurile de petrol și gaze cunoscute aparțin zonelor anticlinale extinse linear ale lanțului Karpinski, în care zăcămintele de petrol și gaze sînt cantonate în Cretacicul inferior.

— Partea de sud a Bazinului Nord Caspic ocupă vasta regiune caspică de domuri de sare. În partea centrală a acestei regiuni se disting anomaliiile regionale de maxim gravitațional Sungai-Aralsor și Haboinsk, care corespund probabil unor mari elemente structurale în fundamentul cristalin. Teritoriul regiunii caspice de domuri de sare, după particularitățile lui structurale, se poate împărți în trei sectoare:

1) cel mai mare dintre ele — zona cumpenei fluviilor Volga și Ural împreună cu raionul Sungai-Aralsor este partea cea mai scufundată a Bazinului Nord-Caspic; aci sînt și grosimile maxime ale depozitelor terțiare și mezozoice. Această parte a bazinului se caracterizează printr-o serie de domuri de sare adînc scufundate;

2) la sud și est se disting regiunile de domuri de sare Emba și Temir-Aktiubin. În regiunea Emba sînt concentrate principalele structuri petrolifere ale regiunii caspice de domuri de sare (fig. 126). Numărul relativ redus al zăcămintelor de petrol și structura complexă a regiunilor Emba și Temir-Aktiu-

bin, au fost motivele pentru care lucrările de prospectare și de explorare au fost mai puțin intense;

3) în extremitatea sud-estică se distinge o regiune petro-gazeiferă independentă, afectată ridicării îngropate a Embei de sud, care apare ca o barieră între Bazinul Nord-Caspic și Ust-Iurt. În ultimul timp în această regiune a fost descoperită o structură cu zăcăminte de petrol în Juristic.

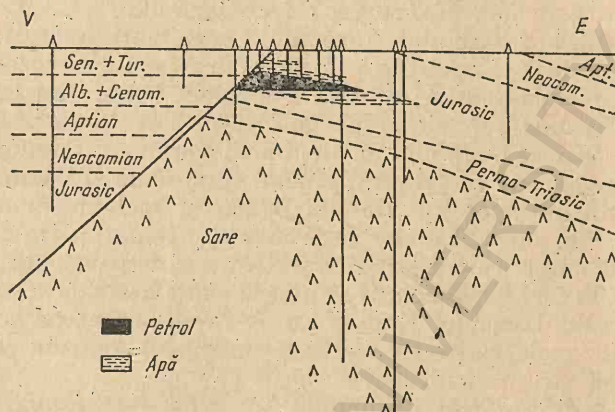


Fig. 126. Secțiune prin structura Dossor din regiunea cu domuri de sare a Bazinului Nord Caspic.

Regiunea caspică cu domuri de sare se separă de regiunea Volga-Ural printr-o treaptă relativ îngustă, Uzeni-Icikin. Ultima, la nord și sud este despărțită prin falii mari atât de Depresiunea Uzeni-Irghiz (Buzuluk), cât și de Bazinul Nord-Caspic de Nord. Anticlinalele de aci, complicate de diapirismul sării, pot fi înglobate convențional în două zone posibile de acumulare de petrol și gaze: nordică și sudică. În aceste zone sînt de perspectivă Permianul, Carboniferul și Devonianul, a căror grosime scade brusc înspre nord.

În nord-est, regiunea Caspică cu domuri de sare se îngustează simțitor și trece în zona Belsk a depresiunii marginale Preurale, ultima fiind considerată ca o regiune petro-gazeiferă independentă, în care capacitatea petro-gazeiferă este legată în mare măsură de Permianul inferior. Structurile sînt afectate recifilor îngropați. La vest această regiune este limitată de valul Riazan-Ohlebininsk, care se întinde de-a lungul marginii de est a Platformei Ruse.

După rezervele de petrol și gaze cunoscute în prezent în Bazinul Nord-Caspic acesta se situează printre cele foarte importante. Structurile de petrol și gaze puse în exploatare sînt concentrate în cîteva raioane ale regiunii Volga-Ural. Perspectiva de a se descoperi noi acumulări de petrol și gaze prezintă zonele de efilare regională a formațiunilor petro-gazeifere devoniene, carbonifere și permieni și regiunea lanțului muntos îngropat Uzeni-Icikin.

27. Bazinul Kara-Kum

Bazinul Kara-Kum (fig. 32-35) cuprinde marea regiune de scufundare situată între zona Alpino-Himalaiană la sud și munții Tianșan la nord. La limita cu edificiile cutate apar la suprafață fie fundamentul Paleozoic, fie complexul Mezozoic-cainozoic cutat.

Partea centrală, cea mai scufundată a Bazinului Kara-Kum, este sensibil deplasată către sud, în direcția Kopet-Dagh-ului.

Limita sudică a bazinului corespunde unei mari fracturi, de-a lungul căreia edificiul cutat — Kopet-Dagh, format din depozite mezozoice, pe alocuri este șariat peste depresiunea frontală Pre-Kopet-Dagh. Mai la est, Bazinul Kara-Kum pătrunde sub formă de golf către sud, conturînd terminațiile periclinal ale Kopet-Dagh-ului și ale Bandi-Turkmenistanului.

Limita de vest-sud vest dintre Bazinul Kara-Kum și Bazinul Sud-Caspic o formează edificiul muntos al Marelui Balhan și unele mici ridicări structurale îngropate din zona culoarelor Interbalhan și Danatin. De Bazinul Caspic mijlociu, situat mai la vest, Bazinul Kara-Kum se desparte prin marele anticlinal Tuarkîr, în care fundamentul se află la suprafață sau la mică adîncime.

Fundamentul Bazinului Kara-Kum este reprezentat de complexul hercinic cutat. În axele masivelor mediane din cîteva raioane este posibil ca fundamentul să aibă o vîrstă mai veche.

Învelișul sedimentar al Bazinului Kara-Kum este format din depozite mezozoice și în special cretacee. Complexul sedimentar cel mai gros este dezvoltat în partea de sud a Kopet-Dagh-ului. În raioanele centrale și de nord, grosimea totală a depozitelor mezozoice-cainozoice este de circa 24 000 m.

Într-o mare parte a Bazinului Kara-Kum, la baza complexului sedimentar se distinge seria argilo-nisipoasă, adeseori cărbunoasă, a Jurasicului inferior și mediu. Grosimea acestei serii în partea de sud a bazinului, adiacentă Kopet-Dagh-ului și Marelui Balhan, însumează cîteva mii de metri, iar în raioanele vestice și nordice este de obicei de cîteva sute de metri, dar pe alocuri ajunge la 1 000—2 000 m. Depozitele jurasice probabil nu formează un înveliș continuu, efilîndu-se în zona marginală îngustă nord-estică și probabil în partea ridicată a bombamentului Kara-Kum central.

La partea inferioară a Jurasicului superior de regulă se distinge complexul calcaros (gros de la cîteva zeci pînă la cîteva sute de metri) al Callovian-Oxfordianului, care apare ca un rezervor natural masiv ce are în acoperiș o serie gipsiferă-saliferă, acoperită la rîndul ei de o serie de argile roșii și de gresii. Capacitatea gazeiferă industrială a calcarelor Jurasicului superior a fost probată de pe mai multe structuri din regiunea Buhara-Kiva, unde grosimea lor este de 40—250 m. În nordul Bazinului Kara-Kum grosimea generală a depozitelor Jurasicului superior variază de la 0 pînă la 800 m, iar la sud, de la 1 pînă la 1 500 m.

Depozitele neocomiene în raioanele centrale și nordice sînt formate dintr-o serie argilo-nisipoasă de culoare roșie, iar în sud dintr-o serie calcaroasă monotonă, groasă de 1 400—1 800 m și care reprezintă un rezervor natural masiv asemănător celui din Jurasicul superior. Pe o serie de suprafețe ale

regiunii Buhara-Kiva (Gazli, Mubarek de sud) au fost descoperite zăcămintele industriale de petrol și gaze.

Depozitele aptienă, albiene și cenomaniene formează un complex argilo-nisipos, de culoare predominantă cenușie, a cărui grosime variază de la 500—1 000 m în nordul și în centrul bazinului, până la 1 500—2 000 m în sud. De aceste depozite sînt legate cele mai mari zăcămintele de gaze și afluxuri de petrol din regiunea Buhara-Kiva; grosimea orizonturilor nisipoase productive variază de la 15—30 până la 140 m. Debitul de gaze în 24 ore variază de la sute de mii m³ până la 3,5 milioane m³, iar debitul de petrol este de 20—120 t/24 ore.

Erupții puternice de gaze (circa 40 mii m³/24 ore) din depozitele albiene au fost obținute și în limitele bombamentului Kara-Kum central.

Partea superioară a Cretacului superior în regiunile de sud, centrală și de vest ale Bazinului Kara-Kum este formată de o serie carbonată (predominant marnoasă), groasă de 900—1 300 m în sud și de 150—250 m în vestul și în centrul bazinului. În nordul și estul bazinului, în această parte a profilului se distinge o serie argilo-nisipoasă groasă de 400—1 000 m. În regiunile învecinate cu Hissarul de sud-vest, Cretacul superior are o grosime de peste 1 000 m. În zona de cute ale Turkmeniei de sud-est, pe structura Karacion s-a obținut o erupție de gaze din Maestrichtian.

Depozitele paleogene ale Bazinului Kara-Kum sînt formate mai ales dintr-o serie argilooasă, care în partea inferioară conține pachete de calcare, marne și gipsuri, a căror grosime variază de la 150—500 m, în nord, până la 1 700—2 000 m în sudul bazinului. Un rezervor natural masiv îl constituie calcarele de Buhara, dezvoltate în partea de est a Bazinului Kara-Kum, în vecinătatea Bazinului Afgan-Tadjik, unde strătele de Buhara sînt petro-gazeifere. Indicații de gaze combustibile de mică importanță în depozitele paleogene au fost obținute pe ridicarea Izgant din Depresiunea Pre-Kopet-Dag.

Neogenul, în vest este format dintr-o alternanță de sedimente terigene carbonatate și de gipsuri, iar în est din formațiuni argilo-nisipoase de culoare roșie și brun deschisă, de origine continentală. Grosimea lor variază de la cîteva zeci până la 100 m în nord, de la 250 până la 300 m în raioanele din vest, de la 700 până la 1 500 m în sud. În majoritatea raioanelor Bazinului Kara-Kum depozitele neogene nu prezintă interes din punct de vedere practic.

În Bazinul Kara-Kum, în funcție de tectonica regională, de tipurile formelor structurale și de intervalul stratigrafic în care sînt cantonate zăcămintele cunoscute și posibile, se disting următoarele regiuni petro-gazeifere:

Regiunea centrală Kara-Kum. Din această regiune fac parte bombamentul Kara-Kum-ului central, versantele lui vestic și estic, precum și depresiunile Usboi superior și Ucitagan, ale căror fundamente nu sînt la mare adîncime (2 000—4 000 m).

Mari perspective sînt legate de bombamentul Kara-Kum central și de versantele lui (în primul rînd de cel sudic). Acest bombament reprezintă o

obținut manifestări de gaze legate de depozitele jurasice. În aranjamentul structural regional foarte favorabil (în special al depozitelor jurasice), în care se află ridicarea Darganata, complexele mezozoice au grosime mare și sînt adînc scufundate.

În Depresiunea Kara-Kum de nord, există perspective de a se descoperi acumulări de petrol și gaze în anticlinalul ce se schițează în prelungirea estică a ridicării Aibughir a alinamentului Karabaur, în care sînt incluse și ridicările Jdanov și Lenin.

Regiunea Hissar de sud-vest. Datorită puternicii eroziuni a depozitelor mezozoice, regiunea este apreciată ca avînd perspective slabe din punct de vedere al capacității petro-gazeifere.

Regiunea Turkmeniei de est. Această regiune cuprinde versantul sud-estic al Platformei Kara-Kum și depresiunea marginală Murgab și se caracterizează printr-o cuvertură sedimentară groasă și printr-un fundament scufundat înspre sud și sud-vest înspre depresiunile Murgab și Pre-Kopet-Dagh, pînă la 4 000—6 000 m și mai mult. Prezintă perspective de a conține acumulări de petrol și gaze anticlinalele de platformă de pe aliniamentele Bairam-Ali-May, Repetek și Kara-Kum de sud, precum și ridicările locale puse în evidență în limitele ridicării Karabil și altele.

Regiunea Kara - Kum de sud cuprinde părțile adînc scufundate ale versantului sudic al Platformei Kara-Kum și marginea de nord a Depresiunii Pre-Kopet-Dagh. Adîncimea la care se află fundamentul crește de la 3 000—4 000 m în nord, pînă la 9 000—10 000 m, în sudul regiunii. Pe fundalul scufundării marginii de platformă a Depresiunii Pre-Kopet-Dagh se disting proeminențele Kizilartat și Ahsu-Artik, al căror fundament se află la o adîncime mai mică.

Intervalul stratigrafic cu posibilități petro-gazeifere variază de la depozitele mezozoice, situate la o adîncime accesibilă numai în partea de nord a regiunii și pe proeminențele ce complică depresiunea marginală Pre-Kopet-Dagh, pînă la depozitele terțiare din partea sudică scufundată a regiunii.

Regiunea Pre-Kopet-Dagh corespunde marginii de sud, cutate, a depresiunii marginale. Aici ca zone de acumulare de petrol și gaze pot să apară lanțuri de cute frontale pronunțat dislocate. În aceste zone, în afară de depozitele cretacice sînt de perspectivă și depozitele terțiare, posibil cele neogene marine din partea de vest a depresiunii.

În cea mai mare parte, Bazinul petro-gazeifer Kara-Kum poate fi considerat de mare perspectivă mai cu seamă în Jurassic și Cretacic.

28. Bazinul Afgan-Tadjik

În acest bazin (fig. 32-36), cuvertura de sedimente de vîrstă Mezozoic-Caionozoic a bazinului groasă de 7 000—10 000 m, acoperă un fundament puternic compartimentat, format probabil din depozite paleozoice.

Triasicul, în partea de sud a bazinului, este format din nisipuri, gresii, argile și depozite cărbunoase și are o grosime de circa 1 000 m, iar în partea de nord din serii de culoare roșie, mai reduse ca grosime.

Jurasicul inferior și mediu, gros de 600 m, este format, în general, din argile și gresii, iar Jurasicul superior, calcaros, are un înveliș format din

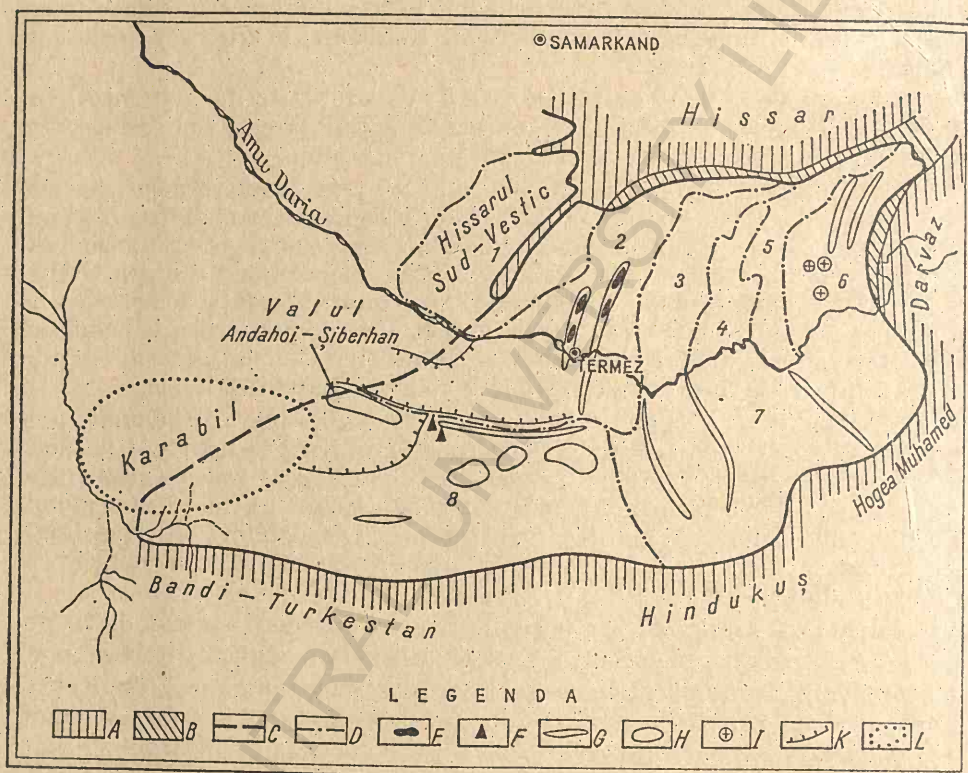


Fig. 128. Bazinul Afgan-Tadjik (după K. N. Kravcenko și I. P. Cepov, 1964):

În legendă: A — regiuni muntoase formate din depozite paleozoice; B — idem formate predominant din depozite mezozoice; C — limita bazinului; D — limitele regiunilor petro-gazeifere; E — structuri petrolifere; F — structuri petro-gazeifere; G — zone anticlinale; H — ridicări slab înclinate, sub formă de cupole; I — domuri de sare; K — proeminențe structurale îngropate, L — limitele podișului Karabil. Pe hartă: 1 — Hissar sud-vestic; 2 — Termez; 3 — Kafirnigan; 4 — Vahş-Iavan; 5 — Obi-Garmsk; 6 — Kuleabski; 7 — Hanabad; 8 — Pre-Hindukus.

depozite salifere-argiloase, groase de circa 350 m. De calcarele Jurasicului superior, groase de circa 50 m, sînt legate acumulări de gaze în regiunea Buhara.

Cretacicul superior este format din serii argilo-nisipoase și grezoase. În gresiile albiene și aptiene de pe ridicările Etîmtag, Djan-Galikoman și Angot, din partea de sud a bazinului, au fost descoperite afluxuri de petrol și gaze.

Manifestările de gaze au fost întâlnite și pe structura Haudag în Albian și Paleogen; acesta din urmă este format din calcare, argile cenușii și bancuri de gipsuri (fig. 129).

Indicații de petrol și gaze au fost întâlnite pe structurile Haudag, Lil-Mikar, Uci-Kizil, Kizil-Tumsuk și manifestări de petrol, pe ridicarea Angot. În partea de nord a bazinului, pe structurile sinclinoțiilor Surhandaria și Vahș-Iavan, numeroase manifestări și zăcăminte de petrol sînt legate de stratele de Buhara. Indicații de petrol în sinclinoțiul Kuleab au fost întâlnite și în gresiile roșii ale Neogenului, gros de circa 1 000 m.

Depozitele de molasă ale Neogenului, situate deasupra, groase de circa 3 500 m nu prezintă importanță în ceea ce privește capacitatea petro-gazeiferă.

În Bazinul Afgan-Tadjik, pe marginea lui de nord, se cunosc trei sinclinoții: Surhandaria, Vahș-Iavan și Kuleab, separate de anticlinoțiile Kafirnigan și Obi-Garma, iar în partea centrală, Depresiunea Mazar-Șerif situată între Amu-Daria și marginea munților nord-Afgani. Elementele structurale din nordul bazinului se scufundă în apropiere de Depresiunea Mazar-Șerif, umplută cu depozite cuaternare, sub care, la circa 1 000 m sînt depozite paleozoice.

Anticlinoțiile Kafirnigan și Obi-Garma sînt formate din cute anticlinale faliate, apropiate între ele. Partea de nord a acestor anticlinoții formată din Jurasic și Cretacic se prezintă ca un sistem de solzi deversaji înspre partea centrală a bazinului.

În sinclinoțiile Surhandaria și Vahș-Iavan, în zonele de răspîndire a Cuaternarului se pot urmări, pe alocuri, o serie de cute anticlinale formate din Paleogen și Neogen. Partea de sud a sinclinoțiului Kuleab este îngropată sub Cuaternar și accidentată de masive de sare, probabil de vîrstă Jurasic superior.

Pe marginea de sud a bazinului sînt regiunile cutate Afgană de nord și Habad, ultima fiind o prelungire spre sud a anticlinoțiilor Kafirnigan, Obi-Garma și a sinclinoțiilor Vahș-Iavan și Kuleab.

În partea de est a regiunii cutate nord-Afgane se află zona Pre-Hindukuș, iar la vest zona Abikai-Sar. În zona Pre-Hindukuș se disting două lanțuri de cute anticlinale, separate printr-o fișie în care sînt dezvoltate unele ridicări mari, asimetrice, slab înclinate și al căror fundament a fost întâlnit prin foraje la 1 500 m adîncime. În prelungirea lanțului nordic al zonei Pre-Hindukuș, se poate urmări marele val îngropat slab înclinat, Andjoi-Șibergan.

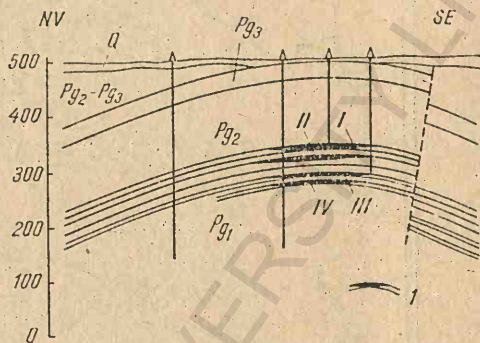


Fig. 129. Secțiune prin structura Haudag:
I, II, III, IV — zăcăminte de petrol.

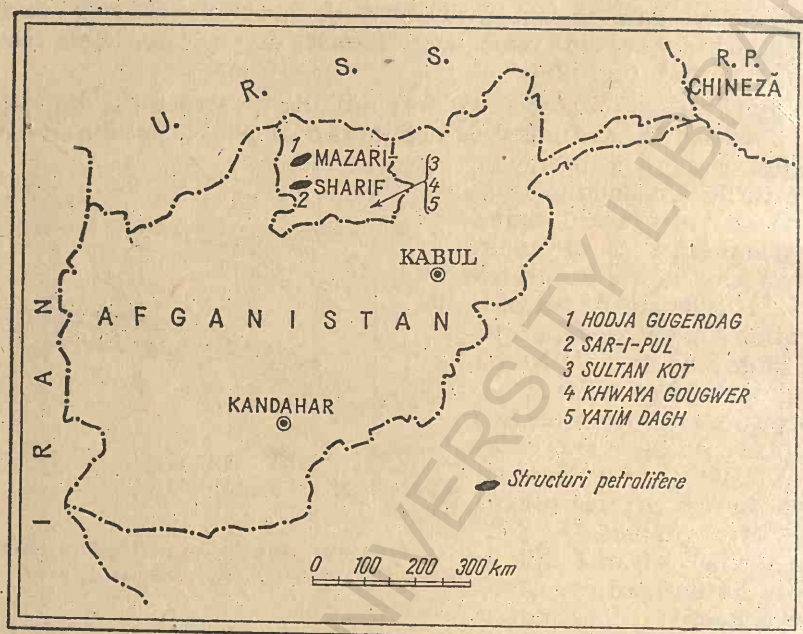


Fig. 130 Structurile petrolifere din regiunea Nord-Afgană.

Ca regiuni petro-gazeifere ale Bazinului Afgan-Tadjik se pot considera sincliniile Surhan-Daria, Vahş-Iavan, Kuleab, anticlinoriile Kafirnigan, Obi-Garma, Hissarul de sud-vest și regiunile Hanabad și Nord-Afgană (fig. 130).

29. Bazinul Fergana

Bazinul Fergana (fig. 32-37) este încadrat la nord și sud de edificiul Ciatkal-Kuramin și de anticlinoriile Turkestan-Alai, la est de edificiul Fergana, iar la vest el comunică cu Bazinul Kizil-kum, printr-un culoar îngust (fig. 131).

Fundamentul bazinului, format din depozitele paleozoice, se scufundă în trepte, de la margine către centru, unde este estimat, după datele prospecțiunilor geofizice, la adâncimea de 12 000 m. Cuvertura bazinului este formată din depozite mezo-cainozoice. Depozitele jurasice, groase de circa 500 m, sînt întîlnite în zona anticlinală Fergana de sud. Cretacicul inferior este reprezentat prin formațiuni roșii terigene, iar Cretacicul superior este format din depozite nisipo-argiloase, cenușii, pestrițe cu intercalații de calcare și gipsuri. Paleogenul este format din marne, argile, calcare cristaline, calcare oolitice, dolomite și gresii.

Așa-numitele formațiuni roșii caracterizează Miocenul, iar seriile nisi-poase-argiloase, Pliocenul, în baza căruia se află un banc de gresie brună-gălbui, gros de 5—150 m. Deasupra urmează Cuaternarul.

În Bazinul Fergana se deosebesc următoarele elemente structurale; Depresiunea Kokand și zonele anticlinale salb înclinate din Fergana de sud și Fergana de nord, care sînt separate de marginile bazinului prin zone anticlinale înguste.

Pe marginile de nord, sud și est ale bazinului se disting respectiv, monoclinalele: Narîn, Fergana de sud și Fergana de est. În Depresiunea Kokand în care prospecțiunile geofizice au indicat o serie de mari ridicări îngropate, sub depozitele cuaternare și neogene sînt cele paleogene situate la adîncimi ce variază între 500 și 8 000 m. În zona anticlinală Fergana de sud, cutele anticlinale marginale, de dimensiuni reduse, foarte înclinate și compartimentate, sînt formate din Cretacic și Paleogen, iar cutele anticlinale din partea principală a zonei anticlinale sînt mai mari, relativ scufundate, și slab înclinate. Zona anticlinală Fergana de nord este formată din cute anticlinale mari, în care predomină depozitele neogene. De seriile salifere ale Neogenului este legat caracterul diapir al cutelor din această zonă. Marginea de nord a Bazinului Fergana, la est și nord est de zona anticlinală, se scufundă lin în spre sud.

Marginea de est a bazinului Fergana, unde s-au constatat o serie de ridicări structurale ce se ramifică din edificiul cutat Fergana și se scufundă în spre sud vest, este cunoscută sub numele de monoclinalul Fergana de est.

În bazinul Fergana se disting următoarele regiuni petro-gazeifere:

Regiunea Narîn, care cuprinde monoclinalul de nord, cu același nume, complicat de o serie de accidente tectonice, de care sînt legate structuri, cum este marea structură Izbaskent din partea de sud a monoclinalului. În această regiune, în afară de Paleogen și Cretacic, de care sînt legate obiectele de exploatare, s-au întîlnit indicații de petrol și gaze și în Jurasicul din partea de nord a regiunii.

Regiunea Fergana de est, al cărui fundament este la o adîncime nu prea mare, cuprinde marginea de vest a bazinului și monoclinalul Fergana de sud. În această regiune sînt o serie de cute anticlinale, de dimensiuni reduse, foarte compartimentate și formate în cea mai mare parte din depozite paleogene.

Regiunea Fergana de sud, în care sînt cuprinse principalele structuri din Fergana-Andijan (fig. 132), Almași de sud, Palvantaș — reprezintă partea principală din zona de acumulare de petrol și gaze Fergana de sud. Această regiune se caracterizează prin grosimea mare a depozitelor sedimentare și a intervalului stratigrafic de care sînt legate obiectele de exploatare. În cuprinsul ei sînt o serie de zone de acumulări, din structuri legate de cute anticlinale și brachianticlinale faliat, ale căror obiecte de exploatare sînt cantonate în Cretacic și Paleogen. Zăcămintele sînt stratiforme boltite, compartimentate, ecranate tectonic și stratigrafic. În unele structuri (Ceangîrtaș, Mailisai) sînt zăcăminte ecranate litologic de asfalt, pe periclina. Pe aceste

structuri, orizonturile petrolifere ale Paleogenului au fost erodate în zona de boltă, ele rămânând numai pe pericline.

În Cretacicul inferior și superior au fost puse în evidență 10 complexe (XIII-XXIII) ale căror rezervoare sînt formate din gresii și calcare, cu o grosime totală de circa 350 m. În Paleogen, care pînă în anul 1940 a fost singurul obiect de exploatare, se cunosc 8 complexe (II-IX), ale căror rezervoare sînt formate din calcare cristaline, calcare oolitice, dolomite și gresii. Grosimea generală a lor este de circa 100 m. Principalele rezervoare sînt cele ale complexelor V și VII, formate din calcare, după care urmează ca importanță cel format de gresii.

În Neogen, gresiile Pliocene inferioare, groase de 5—150 m formează un complex cunoscut și sub numele de orizontul petrolifer I, bine productiv pe mai multe structuri din Bazinul Fergana.

Zăcămintele de petrol din Neogen sînt zăcămintele secundare, formate pe seama migrației hidrocarburilor din depozitele paleogene, de-a lungul fracturilor, zonelor de fisuri și a suprafețelor de discordanță.

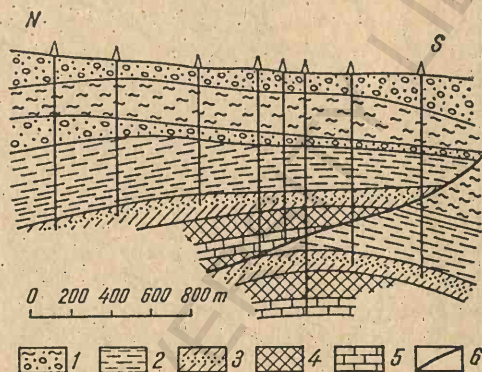


Fig. 132. Secțiune prin structura Andijan:
1 — etajul Baktrian; 2 — etajul Massaget; 3 — etajul Sumsar; 4 — depozitele Paleogenului de la etajul Hanabad pînă la etajul Buhara; 5 — seria carbonată; 6 — falii.

30. Bazinul Irkutsk

Limita nordică a acestui bazin (v. fig. 32-48) este considerată oarecum convențional, de-a lungul ridicărilor îngropate care se pot urmări de la proeminența Irkinei a lanțului Enisei înspre direcția ridicării Angara-Tușam și apoi prin zona cutelor Nep spre ridicarea Peledui și Platoul Patom. La sud, est și vest, el este delimitat de edificii cutate Baikal, de lanțul Munților Enisei, Saianul de est și de Zona Baikal-Patom (fig. 133).

Pentru cea mai mare parte a teritoriului ocupat de bazin, care reprezintă o mare regiune de scufundare din sudul Platformei Siberiene, fundamentul se consideră că este Proterozoic inferior și numai în limitele proeminențelor este cunoscut fundamentul Arhaic, format din gnaisse, granodiorite, profire cuarțifere. În general, fundamentul este la o adîncime de 3 000—4 000 m, iar în unele zone mai scufundat (în Depresiunea Kansk-Tassev la circa 7 000 m).

Partea principală a cuverturii sedimentare a bazinului (3 000—4 000 m) o formează depozitele Proterozoicului superior, ale Cambrianului și Ordovicianului. Sînt cunoscute, de asemenea, depozite ale Devonianului, Carboniferului, Permianului și Mezozoicului, ce au o mare arie de răspîndire. În succesiunea depozitelor sedimentare se disting șase complexe litologice: 1) un complex

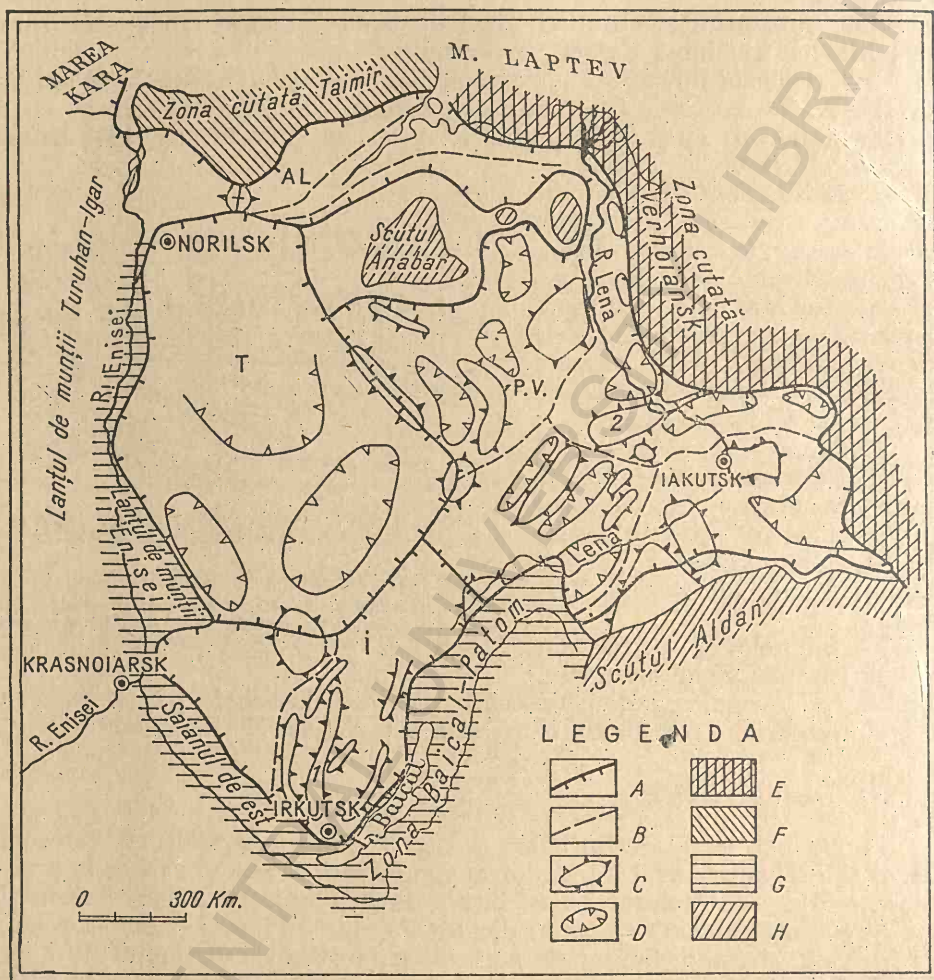


Fig. 133. Harta bazinelor petro-gazeifere ale Siberiei de est:
(după M.S.Sleifer, M.S.Grindelf și alții, 1964):

T — Bazinul posibil petro-gazeifer Tungusk; I — Bazinul petro-gazeifer Irkutsk; PV — Bazinul petro-gazeifer Priverhoiansk-Viliuisk; AL — Bazinul posibil petro-gazeifer Anabar-Lena; 1 — Valul Angara; 2 — Cupola Viliuisk de mijloc; Legenda: A — limita bazinului petro-gazeifer; B — limitele regiunilor petro-gazeifere; C — bombamente și valuri; D — depresiuni și sineclize; E — uzoana de cutări mezozoice; F — zone de cutări hercinice; G — zona cutărilor baicale; H — zona de cutări precambriene.

inferior, carbonatat-terigen; 2) un complex format din rocile terigeno-carbonatate ale Cambrianului inferior (etajele Ușakov și Motsk), a cărui grosime variază între 700 și 9 000 m; 3) partea superioară a Cambrianului inferior (etajele Uolsk, Belsk, Bulai și Angara), împreună cu depozitele etajului Litvințev al Cambrianului mediu, pot fi considerate ca cel de al treilea complex litologic,

care este predominant carbonatat. În acest complex, în afară de dolomite, care predomină, sînt intercalații groase de sare gemă (etajele Usolsk, Belsk superior). În partea de nord a bazinului, partea superioară a complexului este formată din calcare (etajul Litvințev). Grosimile complexului variază între 1 400 și 2 900 m; 4) depozitele roșii lagunare, terigene și continentale ale Cambrianului superior formează un complex litologic independent, a cărui grosime variază între 300 și 860 m (în părțile centrale ale bazinului); 5) un complex, gros de 500 — 1 500 m, format din depozitele carbonato-terigene ale Ordovicianului (etajele Ust-Kut, Iisk-Mamîr și Bratsk), Silurianului (etajul Kejemsk) și ale Devonianului; 6) un complex de depozite terigene ale Carboniferului, Permianului și Mezozoicului, dezvoltate în nordul bazinului. În depozitele mezozoice sînt întîlnite roci tufacee ale Triasicului (cursul mijlociu al fluviului Angara) și serii ale Jurascului (raioanele Kansk și Irkutsk).

Cele mai mari elemente structurale sînt depresiunile marginale Șaian-Enisei și Angara-Lena. În prima se distinge ridicarea îngropată Ciuna-Birusa și depresiunile situate la vest și nord de ea, Kansk-Taseev și Ust-Kejemsk. În Depresiunea Angara-Lena se află ridicări sub formă de valuri și alte structuri locale.

Ridicările locale ale Bazinului Irkutsk pot fi împărțite în trei categorii: Din prima fac parte ridicările exprimate în depozitele orizonturilor superioare ale Cambrianului, Ordovicianului și Silurianului. Cea de a doua categorie de ridicări sînt întîlnite în depozitele etajelor Usakov, Motsk și la partea inferioară a etajului Usolsk al Cambrianului inferior, fiind slab exprimate în depozitele mai tinere. Ridicările din categoria a doua formează partea de sud a ridicării Angara. A treia categorie de ridicări este exprimată în depozitele cambriene.

Capacitatea petro-gazeiferă a Bazinului Irkutsk este legată, în principal, de complexele terigeno-carbonatate și carbonatate ale Cambrianului inferior și mediu. În depozitele acestor complexe litologice se disting cinci complexe petro-gazeifere: Bahan, Parfenov, Osinsk, Balihțin și Bilcir. Complexul Bahan (acoperișul etajului Ușakov și culcușul subetajului Motsk inferior) este format din gresii cuarțitice cu intercalații de gravelite. Complexul Parfenov (partea superioară a subetajului Motsk inferior) este format din gresii cu granulație diferită și are o grosime generală de 30—32 m. Complexul Osinsk (din baza etajului Usolsk) este format din dolomite și are o grosime medie de 50 m. Complexul Balihțin, din partea superioară a etajului Usolsk, este un colector fisurat. Complexul Bilcir (din partea superioară a etajului Angara inferior și partea inferioară a etajului Angara superior) este format din dolomite fine fisurate și are o grosime de 40 m.

În limitele Bazinului Irkutsk se pot distinge două regiuni petro-gazeifere, legate de depresiunile marginale: Șaian-Enisei și Angara-Lena.

Regiunea petro-gazeiferă Șaian-Enisei se caracterizează prin grosimi foarte mari ale cuverturii sedimentare (pînă la 7 000 m);

capacitatea petro-gazeiferă a regiunii este legată în prezent de complexul Parfenov, din care pe suprafața Tulun au fost obținute gaze.

În regiunea petro-gazeiferă Angara-Lena, cuvertura sedimentară este redusă ca grosime (3 000—4 000 m), din cauza lipsei depozitelor Paleozoicului superior și ale Mezozoicului. În această regiune se cunosc toate cele trei categorii de ridicări menționate mai sus. Capacitatea petro-gazeiferă este legată de complexele Bahan, Parfenov, Osinski, Balihtin și Bilcir.

Din complexul Bahan s-a obținut gaz metan pe suprafețele Bahan, Osinski și Parfenov. Complexul Parfenov este petro-gazeifer pe suprafața Parfenov, iar complexul Osinski este foarte productiv pe suprafața Markov, unde în 1962 a erupt o sondă la adâncimea de 2 165 m, producția sondei ajungând la 1 000 t/zi. Din același complex s-au obținut afluxuri de petrol și gaze pe suprafața Osinski și de gaze pe suprafața Atovsk. Pe suprafața Balihtin, au fost obținute gaze din complexul Balihtin, iar de pe suprafața Bilcir din complexul Bilcir.

În prezent în Bazinul Irkutsk apar cu perspective suprafețele Markov, Atovsk, Parfenov, Bilcir și Balihtin, situate în regiunea petro-gazeiferă Angara-Lena.

31. Bazinul Timan-Peciora

Bazinul Timan-Peciora (v. fig. 32-25), care ocupă partea nord-estică a Platformei Ruse, se situează în regiunea de mare scufundare a fundamentului dintre Timan și Ural. El este încadrat de edificiile Timan, Ural și Pai Choi, în sud de partea cea mai ridicată a unei mari proeminente, iar la nord se deschide în direcția Oceanului Inghetățat (fig. 134).

Fundamentul bazinului Timan-Peciora este de vîrstă și adîncime variată în diferitele părți ale lui. În Timan, Ural și Pai-Choi fundamentul apare la suprafață; el este situat la mare adîncime în Lanțul Peciora și în Depresiunea Preurală.

Fundamentul format de Paleozoicul superior a fost studiat în Timan și în zona adiacentă lui, unde el apare la suprafață sau este traversat de sonde și este format din cuarțite, șisturi și roci carbonatate, precum și din roci eruptive acide și bazice.

Pe versantul nord-estic al Timanului și în partea cea mai scufundată a bazinului este dezvoltată, în afară de seriile mezozoice și cuaternare (1 500 m), o serie groasă de formațiuni paleozoice. În partea alăturată Timanului, bazinul este umplut de depozite argilo-nisipoase albe, pestrițe și de depozite argilo-carbonatate și anhidrite. Partea lui superioară are o grosime de circa 1 000 m în estul bazinului. Seria terigenă, în special cea inferioară, este reprezentată prin gresii cu bune însușiri colectoare. După condițiile de sedimentare, depozitele Paleozoicului inferior nu pot fi generatoare de bitumene dar în condiții structurale favorabile ele pot să devină petro-gazeifere. Manifestări de gaze și petrol au fost semnalate cu ocazia forajelor în zonele Sed-Iola, Omra inferi-

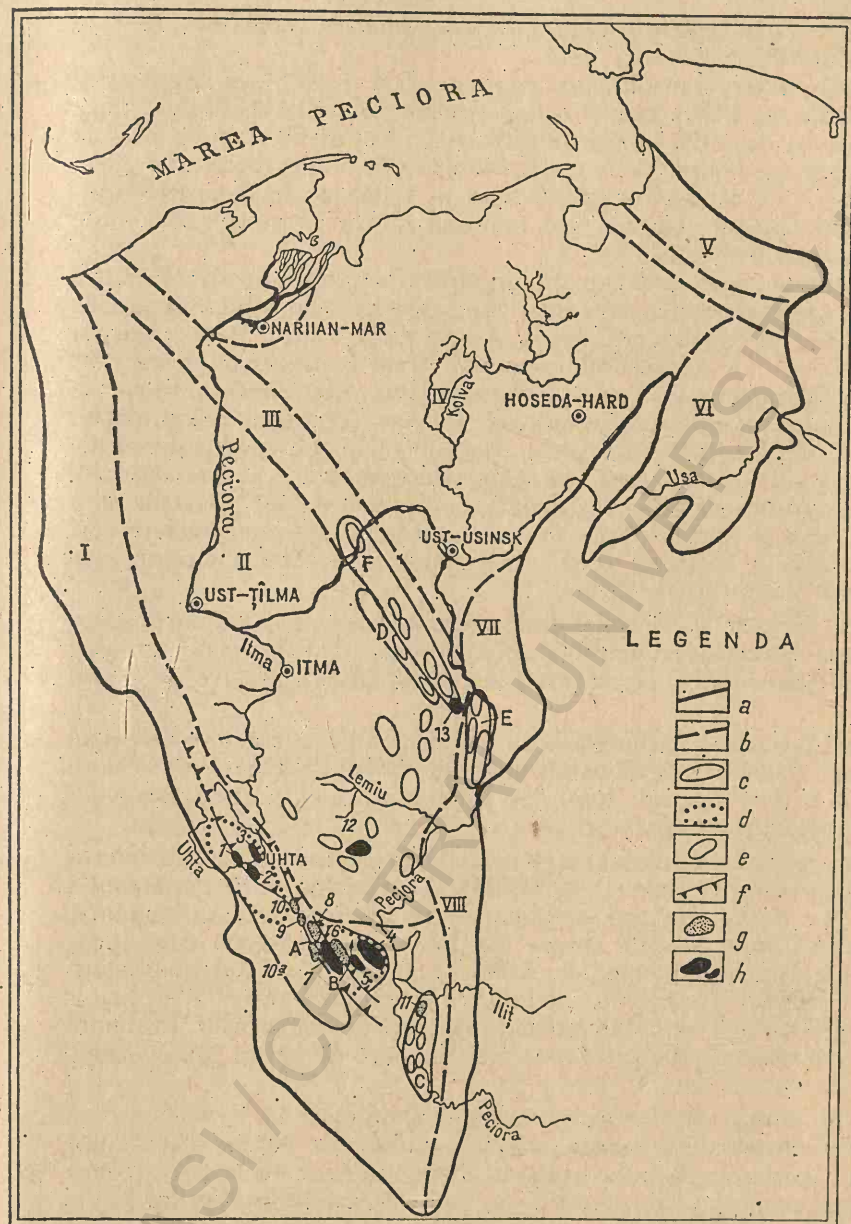


Fig. 134. Schița bazinului petrolifer Timan-Peciora (după I. O. Brod, A. I. Krems și N. P. Patrikceva, 1961):
 a — limita bazinului; b — limita regiunilor; c — zone de acumulare de petrol și gaze; d — mari ridicări; e — ridicări locale; f — zone de eranare stratigrafică; g — structuri gazeifere; h — structuri petrolifere și gazo-petrolifere. Regiuni: I — Timan; II — Depresiunea Peciora; III — Catena Peciora; IV — Cupola Boșe-Zemelski; V — Depresiunea Karatâhin; VI — Depresiunea Kosin-Rogovsk; VII — Depresiunea Ust-Usinsk; VIII — Depresiunea Ilci (Peciora superioară). Zone de acumulare de petrol și gaze: A — Verhne-Iljonsk; B — Ilma-Seivinsk; C — Verhne-Peciorsk; D — Oligo-verhne-Turchoveisk; E — Sredne-Peciorsk; F — Hune-Peciorsk. Structuri: 1 — Clutinsk; 2 — Iaregsk; 3 — Cibiusk; 4 — Nijne Omînsk; 5 — Verhne-Omrinsk; 6 — Nibelk; 7 — Voiojsk; 8 — Sodielsk; 9 — Kusodjisk; 10 — Neamedsk; 11 — Izkosgorinsk; 12 — Djebołsk; 13 — Zagnodno-Tobusk; 13 — Iuglidsk.

oară și în alte zone. În 1960 a fost stabilită, de asemenea, capacitatea petroliferă a calcarelor siluriene.

Devonianul inferior și mediu, care conține petrol și gaze este larg dezvoltat. În partea de est a bazinului, în depresiunea adiacentă Uralului atinge o grosime maximă de 1 125 m și este format din șisturi bituminoase, iar în partea superioară, pe Lanțul Peciora, este format din roci carbonatate, grosimea descoperită a Devonianului mediu fiind de 1 120 m. În depozitele terigene ale Devonianului mediu sînt mai multe orizonturi ce conțin zăcăminte industriale de petrol și gaze.

Devonianul superior, predominant argilos-carbonat, este de asemenea petro-gazeifer. Depozitele nisipoase-aleuritice și argiloase formează la poalele Timanului partea inferioară a etajului Frasnian, iar pe Lanțul Peciora parțial și părțile superioare ale Frasnianului superior și ale Famennianului inferior.

Grosimea Devonianului superior în raionul Uhta este de 980 m. În partea de est a marginii de platformă, grosimea acestuia nu depășește 500 m mărindu-se spre est, în Munții Peciora, unde atinge 3 000 m. La poalele de est ale Uralului, în raionul fluviului Șciugor, complexul carbonat al Devonianului superior are o grosime de 530 m. Orizonturile productive ale Devonianului superior sînt formate din nisipurile Frasnianului inferior și se caracterizează prin mare variație de litofacies, ceea ce determină și caracterul zăcămintelor de petrol și gaze ce sînt legate de ele.

Depozitele terigene ale Frasnianului superior și ale Famenianului inferior se pot considera ca orizonturi petro-gazeifere posibile. De calcarele cavernoase fisurate ale Famenianului superior pot fi legate zăcămintele masive de petrol și gaze.

Complexul terigen al Carboniferului inferior conține zăcămintele de petrol și gaze în raionul Djebol de pe Timanul sudic și în raionul Iughid de pe Peciora mijlocie. De la o serie de sonde forate pe Milva nordică și în alte raioane, au fost obținute afluxuri de petrol și gaze.

Complexul carbonat, situat mai sus, cuprinde depozite ale Carboniferului mediu și superior și etajele Samarskian și Artinskian ale Permianului inferior. El este format din roci carbonatate, pe alocuri argilo-carbonatate, ale căror grosimi cresc simțitor înspre est, în special pe seama depozitelor samarskiene-artinskiene, ajungînd la 2 500—3 000 m în nordul scufundării de la poalele Uralului. În diferite porțiuni ale bazinului s-au remarcat manifestări petro-gazeifere în special în partea superioară a complexului. În timpul forajului s-au semnalat gaze și afluxuri neînsemnate de petrol în depozitele artinskiene.

Complexul terigen al Permianului superior, format din o serie groasă de roci nisipoase-argiloase și marne, atinge o grosime de 900 m și mai mult în Depresiunea Peciora, mărindu-se pînă la cîteva mii de metri în Depresiunea Preurală. Acest complex este petrolifer în sudul Depresiunii Peciora.

Mezozoicul are o răspîndire limitată pe teritoriul bazinului. Este cunoscut în Depresiunea Peciorei și în regiunea din apropierea Uralului, unde este format din depozite argilo-nisipoase jurasice și cretacice și posibil triasice. Grosi-

mea acestor depozite atinge 300 m în Depresiunea Peciora și crește întrucâtva în regiunea Uralului.

Seriile petro-gazeifere menționate produc în regim de împingere de apă.

După particularitățile structurale, după condițiile de acumulare, și după capacitatea petro-gazeiferă, în Bazinul Timan-Peciora se disting șapte regiuni:

- | | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| I. Regiunea de pe linia Timan; | IV. Regiunea Tundrei (Bolsezemelsk); |
| II. Regiunea Depresiunii Peciora; | V. Regiunea Karataihin; |
| III. Regiunea Munților Peciora; | VI. Regiunea Vorkutin; |
| VII. Regiunea Depresiunii Ilici; | |

Regiunea din apropierea Timanului reprezintă marginea de platformă sud-vestică a bazinului, care are un fundament metamorfic cuarțitic-șistos, accidentat prin ridicări. De aceste ridicări sînt legate acumulări de petrol și gaze cunoscute și posibile. Atît ridicările separate, cît și zonele formate de ele, au o întindere nord-vestică, cu excepția unei ridicări transversale. Structurile de petrol și gaze cunoscute în prezent în limitele bazinului sînt legate de zonele de acumulări de petrol și gaze structurale și stratigrafice. De zonele de efilare a depozitelor Eifelian și Givețian țin structurile: Iaghersk, Ciutinsk, Neamedsk, Izkogsorsk, Kus-Kodjsk, Niblsk.

De zona anticlinală Ijensk țin structurile petrolifere-gazeifere Sed-Iolsk și Voivoljsk.

De proeminența structurală transversală Nibel-Soiva este legat un grup de structuri: Nibel, Omra superioară, Omra inferioară, Bolta de sud a Omrei inferioare.

Aici sînt productive complexele devoniene, iar perspectivele pot fi legate de zonele structurale analoge celor deja cunoscute în prezent, precum și de zonele stratigrafice de acumulare de petrol și gaze și de efilarea depozitelor Eifelianului, în principal a Givețianului din părțile mai nordice ale regiunii Timan.

Depresiunea Peciorei, situată la est de regiunea din apropierea Timanului, este sensibil scunfundată față de aceasta și față de lanțul Peciora. Ea este umplută de o serie groasă de depozite paleozoice și parțial mezozoice. Acumulări industriale de petrol există în complexul terigen al Devonianului mediu și în complexul carbonatat Silurian de pe structura Tebuk. Ar mai putea fi petro-gazeifere complexele devoniene și cele carbonifere inferioare.

Depresiunea Ilici reprezintă o regiune premontană, umplută de o serie groasă de depozite paleozoice, dar mai ales carbonifere și permieni. Grosimile depozitelor paleozoice care umplu bazinul se măresc brusc la trecerea de la marginea platformei spre zona de scufundare. Cutele existente în această regiune sînt mai pronunțat exprimate și au o întindere meridională.

Structura Djebol este legată de zona structurală a Pecioarei superioare, în care intră ridicările: Djebolsk, Pravoereinoe și Mamil. Pe structura Djebolsk este productiv complexul Carboniferului inferior.

Lanțul muntos Peciora reprezintă un val în cuprinsul căruia se află un șir întreg de ridicări ce formează zone de acumulări de petrol și gaze. În una din aceste ridicări se află structura Iughid, în care zăcămintele de petrol sînt legate de rezervoarele complexului Carboniferului inferior.

Perspectivile petro-gazeifere pot fi legate atît de depozitele carbonifere, cît și de cele devoniene.

Regiunea tundrei Bolsekemelsk, așezată în triunghiul dintre lanțurile Peciora, Ural și Pai-Choi este foarte puțin studiată din punct de vedere geologic. Ridicările aeromagnetice au pus în evidență un cîmp magnetic pozitiv, ce se deosebește mult de cele din apropierea Timanului și din Depresiunea Pecioarei, amintind după caracterul lor de părțile interioare ale platformei. În fundamentul acestei regiuni se presupune existența unei plăci vechi rigide.

Depresiunile intramontane Karataihin și Vorkutin sînt umplute în special cu depozite permiane (grosimi pînă la 2 500—3 000 m) cu cărbuni, apărînd ca părți ale bazinului carbonifer Peciora.

Modul de distribuție a acumulărilor de petrol și gaze și structura Bazinului Timan-Peciora pledează în favoarea descoperirii de noi zăcămintele de petrol și gaze în diferitele părți ale lui.

32. Bazinul Vest-Siberian

Bazinul petro-gazeifer Vest-Siberian (fig. 32-44) cuprinde o mare parte din teritoriul Cîmpiei vest-siberiene. El este încadrat de edificiile cutate paleozoice ale Uralului, Altaiului, Saianului și de lanțurile muntoase Enisei și Taimîr. În nord bazinul se deschide în marea Kara, unde limita poate fi trasată în mod convențional de-a lungul edificiilor cutate hercinice din Novaia Zemlia (fig. 135).

Fundamentul Bazinului Vest-Siberian este de vîrstă variată, în raport cu vîrsta edificiilor cutate care încadrează bazinul; dinspre Ural și Tomsk se scufundă în bazin edificii cutate de vîrstă hercinică, dinspre Kazahstanul de nord și Altai — de vîrstă caledoniană, dinspre Kuzneț și Saian de est — formațiuni salaire, iar din partea lanțului muntos Enisei — baikalidele. În partea de nord a bazinului, cea mai scufundată, fundamentul se presupune că este format de Precambrian.

Fundamentul, format din roci sedimentare, metamorfice și eruptive, este dezmembrat printr-un sistem de fracturi în blocuri. El este ridicat și apare la suprafață în părțile marginale ale bazinului, scufundîndu-se în trepte către partea centrală și de nord pînă la adîncimea de 4 000—5 000 m.

De-a lungul marginii de est a bazinului, prin foraje și cercetări geofizice au fost puse în evidență depresiuni intramontane, umplute cu formațiuni de vîrstă Paleozoic superior. Peste Paleozoicul superior, în cea mai mare parte a teritoriului, urmează o serie groasă de roci de vîrstă Mezozoic și

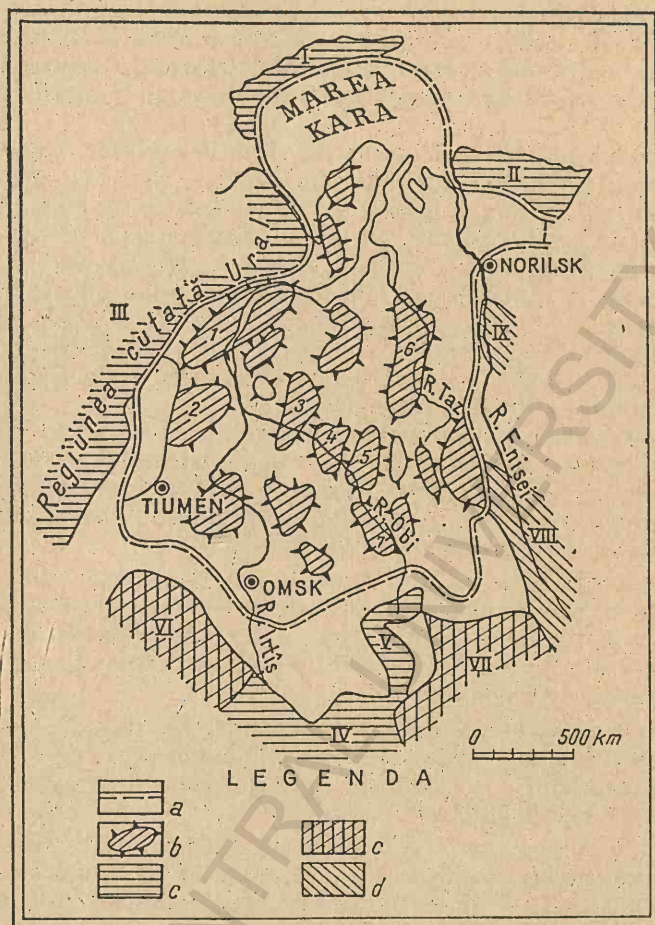


Fig. 135. Schița bazinului petro-gazeifer Vest-Siberian (după M. S. Sleifer, M. I. Grinfeld, ș.a., 1964):

a — limita bazinului; *b* — cupole; *c* — regiune cutată hercinică; *d* — regiune cutată caledoniană; *e* — regiune cutată Baicală. *Regiunea petro-gazeiferă Ural*: 1 — Cupola Sosvinsk de nord (gazeiferă); 2 — Cupola Kondin. *Regiunea petro-gazeiferă centrală*: 3 — Cupola Obi; 4 — Cupola Varta inferioară; 5 — Cupola Alexandrovsk; 6 — Cupola Taz; 7 — Cupola Parabel. *Regiunea cutată Hercinică*: I — Zona Novozemel'sk; II — Zona Taimir; III — Zona Ural; IV — Zona Altai; V — Zona Kolivan-Salair. *Regiunea cutată Caledoniană*: VI — Masivul Kazahstanului de nord; VII — Zona Salană. *Regiunea cutată Baicală*: VIII — lanțul de munți Enisei; IX — lanțul de munți Turuhan-Igar.

Cainozoic. Profilele stratigrafice cele mai complete se întâlnesc în nordul bazinului (Depresiunea Ust-Enisei); către marginile bazinului, grosimea depozitelor este redusă, ca urmare a efilării orizonturilor.

Profilul stratigrafic începe cu depozitele argilo-nisipoase-cărbunoase de vîrstă Jurasic inferior și mediu care formează seria Tiumen; grosimea seriei, pe cea mai mare parte a teritoriului raioanelor centrale, ajunge la 300—500 m, în unele părți atinge 1 000 m, iar către marginile bazinului se efilează.

Deasupra urmează o serie de vîrstă Jurasic superior și parțial Cretacic inferior, formată în partea inferioară din depozite nisipoase argiloase, iar în partea superioară din argile și argilite în cea mai mare parte bituminoase. În părțile centrale ale bazinului, partea inferioară a seriei se separă în etajul Lokosov, iar partea superioară în etajul Marianov. În regiunea Ural, depozitele Jurasicului superior sînt reprezentate prin formațiuni argiloase cu rare intercalații nisipoase, în care se distinge complexul nisipos productiv Vogulkin, al cărui corespondent în porțiunile centrale este complexul Barabin. Grosimea generală a seriei Jurasic superior-Cretacic inferior însumează 80—100 m, depozitele cretacice avînd o mare răspîndire.

Depozitele valanginiene în partea dinspre Ural a bazinului sînt reprezentate prin argile și argilite. În părțile centrale ale bazinului, partea superioară a profilului începe cu gresii (etajul Tarsk) a căror grosime ajunge la 150 m. Partea inferioară, reprezentată de argile valanginiene, poartă numele de etajul Kulomzin, a cărui grosime atinge 200—300 m.

Depozitele Hauterivian-barremiene în cea mai mare parte a bazinului sînt formate, în special, din argile și argilite; numai în porțiunea cursului mediu al Fluviului Obi partea inferioară a profilului său este formată predominant din gresii care alcătuiesc etajul Varta. Grosimea depozitelor hauteriviene-barremiene e de 400—500 m.

Depozitele Aptianului, Albianului-Cenomanianului, în cea mai mare parte a bazinului, sînt reprezentate, predominant, prin roci nisipoase, cu o grosime de 600—900 m. În raioanele vestice și sud-vestice, în aceste depozite se află seria omogenă argilooasă Alba.

Depozitele Cretacicului superior și ale Paleogenului inferior sînt alcătuite din formațiuni argiloase marine cu o grosime de 600—800 m. Oligocenul, Neogenul și Cuaternarul sînt continentale, predominant nisipoase, avînd o grosime de 200—300 m.

În structura cuverturii sedimentare a Bazinului Vest-Siberian s-au pus în evidență o serie de mari elemente structurale, ale căror poziții și dimensiuni sînt determinate de blocurile fundamentului. Datele existente atestă corelația directă dintre formele structurale ale fundamentului și cele ale cuverturii sedimentare: proeminențelor fundamentului le corespund ridicările din cuvertura sedimentară.

Cele mai mari elemente structurale ale Bazinului Vest-Siberian sînt la est: bombamentul Sosvin de nord, separat de Ural prin Depresiunea Leapin, bombamentul Kondin, proeminențele Turin și Șciucin; în sud — monoclinalele Kazahstan, Barabin, Pihta și Depresiunea Omsk; în raioanele centrale — bombamentul Obi, Varta inferioară și Alexandrovsk, depresiunile Hant-Mansi și Iugan; în nord — bombamentul Severnîi și Tazov, depresiunile Nadîm,

Purov, Ust-Obi și Ust-Enisei. De elementele structurale menționate sînt legate peste 150 de ridicări.

După particularitățile structurii geologice ale diferitelor părți ale bazinului și după condițiile de acumulare a petrolului și gazelor, pot fi distinse deocamdată două regiuni petro-gazeifere—Urală și Centrală—dar nu este exclusă separarea părții de nord a bazinului într-o regiune independentă.

Regiunea Uralului se caracterizează prin situarea la adîncimi mici a fundamentului (1 000—2 000 m), prin grosimile reduse ale cuverturii sedimentare, prin formele structurale extinse linear. Aproape toate acumulările de petrol și gaze cunoscute aici sînt legate de efilarea pachetului nisipos Vogulkin din apropierea boltelor ridicărilor locale. Pe unele structuri, petrolul și gazele se află în rocile fisurate ale fundamentului.

În limitele acestei regiuni se disting două raioane petro-gazeifere: 1) raionul bombamentului Sosvin de nord, în care sînt cunoscute 18 structuri gazeifere și 2) raionul bombamentului Kondin, în care sînt 5 structuri petroli-fere.

Regiunea centrală se caracterizează prin grosimea mare a depozitelor sedimentare (pînă la 3 000—4 000 m), printr-o mare variație a litofaciesului înspre nisipuri și prin contururile neclare ale formelor structurale.

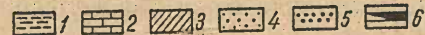
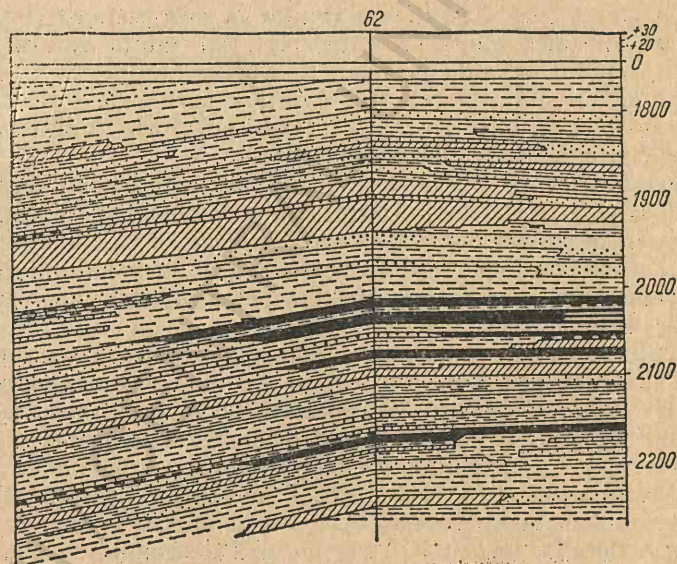


Fig. 136. Secțiune prin structura Ust. Balik:

1 — argile; 2 — calcare și gresii calcaroase; 3 — argile cu intercalații de gresii;
4 — gresii; 5 — gresii compacte presupuse petrolifere; 6 — zăcămintele de petrol.

În regiunea centrală se pot distinge patru raioane petro-gazeifere, legate respectiv de bombamentele Varta inferioară, Obi, și Alexandrovsk și de zona de ridicare Parabola. Aici au fost decoperite o serie de structuri petrolifere cu mare debit: Meghion, Ust-Balik (fig. 136), și altele, precum și structura gazeiferă Ohteuriiev și structura de condensat Ust-Silghin. Ca petro-gazeifere apar gresiile etajelor Tarsk și Varta de vîrsta Hauterivian-Barremian. În partea de nord a bazinului, care ar putea fi o regiune petro-gazeiferă independentă, grosimile cuverturii sedimentare cresc sensibil (posibil și pe seama depozitelor paleozoice), deci probabilitatea de a exista zăcămintele de hidrocarburi este mai mare. În prezent, aici s-a descoperit marea structură de gaze Tazov, ale cărei rezerve de perspectivă depășesc 200 miliarde m³. Gazele sînt cantonate în partea inferioară a etajului Turonian (Tournaisian?).

În total, pe teritoriul Bazinului Vest-Siberian au fost descoperite peste 20 structuri cu zăcămintele industriale de gaze, 11 structuri petrolifere și o structură cu zăcămintele de condensat. Petrolurile conțin puțin sulf. Datele cunoscute pînă în prezent îndreptătesc a considera Bazinul Vest-Siberian, ca unul din bazinele de perspectivă ale U.R.S.S.

33. Bazinul Ohoțk

Bazinul Ohoțk (fig. 32-64) este limitat la vest și nord-vest de o zonă cu depozite vulcanice mezozoice-cainozoice, iar limita sudică a bazinului trece prin raionul Hokkaido și Insulele Kurile.

În limitele bazinului Ohoțk sînt cuprinse partea de est a Sahalinului, Kamciatka de vest, insulele Kurile și întregul acvatoriu al Mării Ohoțk, care ocupă cea mai mare parte din bazin.

Kamciatka de est se consideră ca făcînd parte din bazinul legat de cufundarea Mării Bering. Profilele stratigrafice din Kamciatka de vest și de est se deosebesc între ele din punct de vedere litologic și paleontologic.

În prezent, există exploatarea de petrol și gaze în Sahalinul de nord, mai puțin în insula Hokkaido, iar manifestări petro-gazeifere au fost semnalate în Peninsula Kamciatka.

În Sahalin, zăcămintele de petrol din cutele anticlinale sînt legate de complexele grezo-nisipoase ale Miocenului mediu. Ca principală serie petro-gazeiferă în Sahalinul de nord se consideră seria grezo-nisipoasă Okobika a Miocenului superior, ce are în partea de nord-est a insulei o grosime de 1 200—1 500 m, iar în Sahalinul de sud apare ca analogă seria Kurasiana, formată însă din argile. În vestul și sudul Sahalinului deocamdată încă n-au fost descoperite structuri petro-gazeifere, dar se cunosc la suprafață manifestări petro-gazeifere în depozitele Neogenului, Paleogenului și mai rar în cele ale Cretacicului superior.

Sahalinul de nord se consideră ca principala regiune petro-gazeiferă a bazinului petro-gazeifer Ohoțk.

În regiunea Sahalinului de nord se disting zonele de acumulare de petrol și gaze: Schmidt, Girgilan, Djimdandagh și altele. Capacitatea petro-gazei-

feră a acestor regiuni este legată în principal de zonele Schmidt și Gîrgîlan, formate dintr-un șir de zone anticlinale: Oha-Ehabi, Ghilian-Abunan, Piltun, Gluhar, Gîrgîlan, Nekrasov, Volcinsk și altele.

Regiunea petro-gazeiferă Kamciatka de vest ocupă partea nord-estică a Bazinului Ohoțk și în limitele ei se disting unele zone anticlinale care pot fi considerate ca zone posibile de acumulare de petrol și gaze.

Insulele Kurile încadrează partea de est a Bazinului Ohoțk și cu ele se învecinează o mare depresiune umplută de o serie groasă de sedimente, în care nu se exclude posibilitatea descoperirii acumulărilor de petrol și gaze.

Cu toate dimensiunile mari ale Bazinului Ohoțk, perspectivele de a se descoperi acumulări de petrol și gaze pot fi legate numai de Sahalinul de nord și de Kamciatka de vest. În urma lucrărilor de prospectare-explorare executate în Sahalinul de nord au fost obținute unele rezultate de producție de petrol și gaze care pot fi considerabil mărite atît pe seama descoperirii de noi structuri în zone încă neexplorate decît parțial, cît și prin deschiderea unor orizonturi aflate mai în adîncime.

În afară de regiunea din Sahalinul de nord, se consideră ca avînd prespective petro-gazeifere și Kamciatka de vest.

34. Bazinul Mediteranean de Est

Acest bazin (fig. 32-72) are o direcție aproximativ nord-sud. Partea terestră de est ocupă cea mai mare parte din teritoriul Izraelului și o fișe îngustă din litoralul nord-vestic al Peninsulei Arabe; partea lui de vest se scufundă în Marea Mediterană.

Peste depozitele paleozoice din acest bazin, dintre care cele ale Paleozoicului superior, care ating o grosime de circa 800 m, urmează depozitele mezozoice, paleogene și neogene.

Tabelul 54

Profilul sumar al depozitelor întîlnite de foraje în zona litorală a Izraelului

Sistem, serie, etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Neogen	Depozite nisipoase-argiloase și carbonatate.	Peste 1 700
Oligocen	Calcare, marne.	50—90
Eocen	Calcare cretoase și strate de marne de mică grosime.	
Paleocen	Calcare, marne și calcare cretoase.	Pină la 350
Senonian		
Turonian	Calcare, dolomite.	800
Cenomanian		
Albian	În Barremian predomină gresiile, iar Albianul se caracterizează printr-un complex argilo carbonatat.	Pină la 950
Barremian	Argile cenușii închise.	50—500
Valanginian		
Kimmeridgian		
Jurasic	Calcare, dolomite.	1 500
Triasic	Calcare, dolomite cu intercalații de gipsuri.	Peste 700

În acest bazin, în urma prospecțiunilor geofizice și a forajelor structurale făcute în zona de litoral, a fost descoperită în anul 1951, la sud de Tel-Aviv, structura petroliferă Heletz, la nord de care în anul 1962 a fost descoperită o nouă structură petroliferă la Kokhav.

În zona de litoral, întreg profilul stratigrafic traversat de foraje este format din calcare, marne și dolomite, ce ating grosimi mari, așa după cum reiese din tabelul 54.

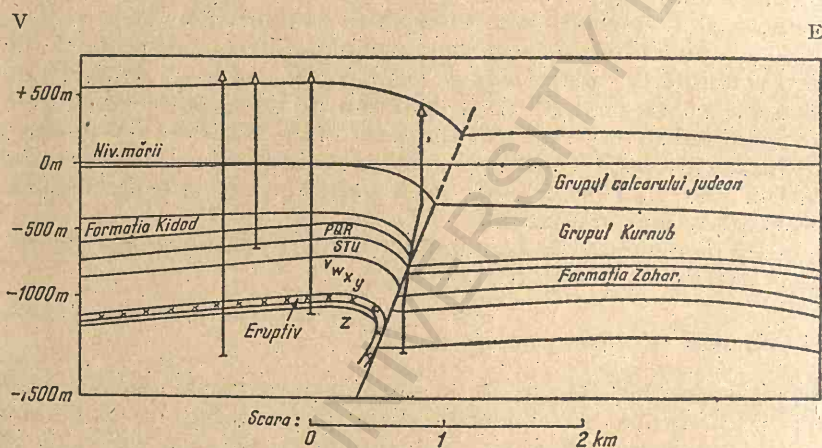


Fig. 137. Secțiune transversală prin structura Zohar (Izrael).

În partea de est a bazinului, la vest de Marea Moartă, în regiunea Arad, al cărui profil stratigrafic, în general, se caracterizează prin calcare, marne și dolomite, au fost descoperite structurile gazeifere Zohar (fig. 137) și Har-Hakanaim.

Profilul stratigrafic al depozitelor geologice din regiunea Arad (Izrael) este dat în tabelul 55.

Structurile petrolifere, ale căror zăcămintele sînt stratiforme boltite (Heletz-Brur, Zohar), sînt legate de ridicări slab înclinate.

În regiunea Arad, la sud vest de structurile gazeifere, au fost puse în evidență prin prospecțiuni geofizice o serie de cute anticlinale de direcție NE-SV (Juraba, Kurnub, Shabel-Bir, Sherif, Rekhme, Boqer și Miqrah); pe unele din aceste cute au fost făcute foraje, dar pînă în prezent n-a fost descoperit nici un zăcămint.

În Bazinul Mediteran de est de pe teritoriul Izraelului în prezent activitatea de foraj se desfășoară în cele două regiuni menționate mai sus (litorală și Arad) și a început și la est de Haifa, la Devorah, unde au fost întîlnite indicații de hidrocarburi.

Profilul stratigrafic sumar al regiunii Arad (Israel)

rupul	Formațiunea	Zone pe carota- jul electric	Sistem, serie, etaj (t-tentativă, s-stabilă)	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
?	Hatseva		Miocen-Pliocen (t)	Conglomerate silicioase, gresie și ceva marnă.	
	Taqiya		Paleocen (s)	Marne bituminoase priti- zate, gips.	50
	Ghareb		Masatrichian și partea superioară a Cam- panianului supe- rior (s).	Cretă limonitică și calcare.	30
	Mishash		Partea superioară a Campanianului inf. Partea inferioară a Campanianului inferior.	Strate de silice, cu unele intercalații de cretă și calcare. Citeva strate de fosfat.	30—50 40
Calcar Iudean	Menuha		Santonian-baza Campanianului (s)	Cretă, calcar, cretos, ceva marnă cu sau fără gips.	20—40
	Nedenu mită lipsește	Par- țial	Turonian (s)	Predomină calcarul litografic, citeva bancuri de calcar și cuarțit, pe unele suprafețe dolomitizate.	40—80
	Nedenumită (zonele CE ₁ —CE ₆)		Cenomanian (s)	Predomină roci carbonatate (dolomite, calcare și cretă), ceva marnă și argile. Calcar și gresie marnoasă cu glau- conit.	430—535

Tablul 55 (continuare)

Grupul	Formațiunea	Zone pe carotajul electric	Sistem, serie, etaj (t—tentativă; s—stabilit)	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Kurnub	Nedenumită	LC ₁ până la LC ₂	Cretacic inferior (s)	Predomină gresia și marna; calcar oolitic și cîteva intercalații de lignit.	400—450
	Halutsa Beersheba Kidod		Oxfordian- Callovian (t)	Argilă nisipoasă și calcar. Calcar cu intercalații de argilă; în bază dolomite.	0—230 0—130
			Callovian (t)	Argilă cenușie închisă și brună și în- truziuni de dolerite.	0—120
Arad	Zohar	P.Q.R. și SC	Batonian (t)	Calcar detritic și argilos cu intercalații de argilă și ochiuri de nisip.	130
	Sherif	S.T.U. V și W	Batonian (t)	Marnă argiloasă și calcare; strate de nisip de diferite grosimi, ce prezintă variații laterale de litofacies.	260
	Daya	X	—		
	Boqer	și zonele inferioare	Liasic ? (t)	Calcar nisipos criptocristalin, calcare și dolomite, ceva marnă nisipoasă. La Zohar predomină dolomitele.	130
				Mai ales gresie, calcar și gresie mar- noasă; bancuri de lignit; în zona Zohar gresie cuarțifică.	50—260
Rekhme			Triasic (t)	Dolomit, calcar dolomitic și marnă.	280

Structurile petrolifere și gazeifere descoperite pînă în prezent pe teritoriul Israelului sînt date în tabelul 56, iar în fig. 138 sînt indicate pozițiile acestora.

35. Bazinul Golfului Persic

Bazinul Golfului Persic (fig. 32-73), un bazin pronunțat asimetric, în care se deosebesc două mari regiuni, una cuprinzînd marginea cutată și cealaltă marginea de platformă, este încadrat la nord și nord est de lanțul Munților Taurus, în spre est și sud (în Iran) de munții Zagros, la vest de versantul de est al Scutului Arab, iar la sud de Platoul Hadhramount (o proeminență a fundamentului Platformei Arabe). Marginea lui sud-vestică, de platformă, se scufundă lent, în partea de sud a Irakului și pe litoralul Golfului Persic, formînd terasa structurală Hasa.

Acest bazin se întinde în partea de nord vest pe teritoriile Turciei și Siriei, iar în spre sud pe teritoriile Iranului, Irakului, Arabiei Saudite, Kuweitului, Zonei Neutre, Qatarului și Insulei Bahrein.

A. Marginea cutată a bazinului

Mezozoicul și în special Terțiarul din această parte a bazinului au grosimi mari, spre deosebire de marginea de platformă, unde Mezozoicul este mai puțin gros.

Pe terasa structurală Hasa sînt o serie de mari ridicări platformice, ce formează zone lineare în care există unele brachianticlinale. De aceste ridi-

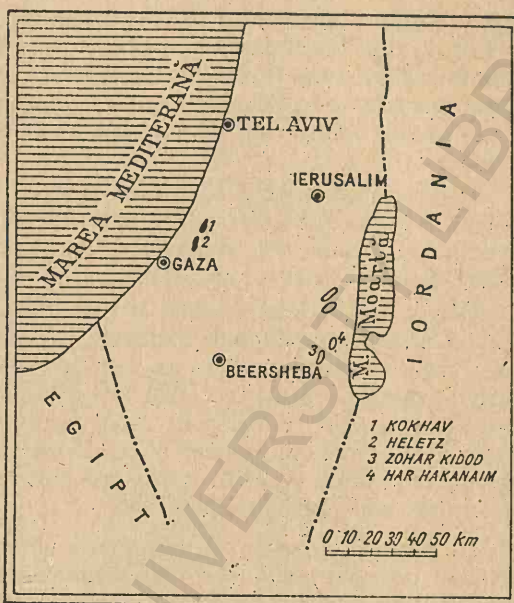


Fig. 138. Structurile gazeifere și petrolifere din Israel.

Tabelul 56

Structurile gazeifere și petrolifere din Israel (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		Adîncimea medie a sondelor, m
		Jurasic superior	Cretacic inferior	
Heletz-Brur	1955		+	1 550
Zohar	1958	+		1 150
Har-Hakanaïm	1961	+		1 150
Kokhav	1962		+	1 800
Nir Am	1964	+		2 300

cări sînt legate structurile din Abu Dhabi, Arabia Saudită, Qatar, Bahrein, Kuwait și din sudul Irakului (Provincia Basra). Marginea premontană este situată în Iran și nordul Irakului și poate fi urmărită pînă în Turcia. În limitele ei sînt dezvoltate anticlinale frontale, paralele cu întinderea creștelor lanțurilor muntoase Zagros și Taurus, unele atingînd o lungime de cîteva sute de kilometri.

În partea nord-estică a acestei margini, cutele sînt asimetrice, cu flancurile sud-vestice mai abrupte; pe măsura apropierii de zona axială a depresiunii premontane, cutele sînt simetrice și slab înclinate și de ele sînt legate structurile Turciei, Siriei, Iranului și Irakului de nord.

Depozitele etajelor Asmari și Calcarul principal formează unele structuri mari, simple, cu bolta slab înclinată, pe cînd depozitele salifere ale etajului Fars, care au rolul de roci protectoare, sînt intens compartimentate. În nordul Irakului, asimetria ridicărilor îngropate și cutarea disarmonică a depozitelor cretacice-oligocene față de etajul Fars sînt cu mult mai slab exprimate în Iran. Aceasta se explică prin depărtarea mai mare a lor de regiunea intens cutată și printr-o grosime mai mică în nordul Irakului a depozitelor salifere ale etajului Fars.

În Turcia prezintă cel mai mare interes, în ceea ce privește petrolul, regiunea din sud-estul țării, care reprezintă marginea cutată premontană a bazinului. În această regiune, peste pre-Paleozoic urmează Paleozoicul, care începe cu Devonianul — format din gresii, marne și nisipuri bituminoase.

Carboniferul și Permianul, în grosime de circa 600 m, este format din calcare negre, masive. Concordant, urmează Triasicul, a cărui parte inferioară, groasă de peste 250 m, formată din calcare gălbui-verzui, gresii și calcare marnoase, este cunoscută sub numele de Formațiunea Goyan, deasupra căreia se găsește un calcar dolomit cu cenușiu închis, gros de peste 500 m. Partea superioară a Triasicului se pare că se extinde în Jurasic și probabil în Cretacic. Cretacicul inferior se deosebește de Jurasic prin faptul că are un complex de calcar marnos cenușiu. Cenomanianul și Turonianul sînt formate din calcare dolomitice. Deasupra lor, slab discordant, urmează o succesiune de circa 800 m de argile senoniene, care în bază au un orizont cu orbitoide. Senonianul argilos, care urmează, este cunoscut sub numele de Kermav inferior, iar secțiunea de argile de deasupra acestuia este cunoscută sub numele de Kermav superior și aparține Eocenului inferior. Partea superioară a orizontului inferior al Eocenului, cunoscută sub numele de Stratele de Gercüş, groasă de 200—250 m, este formată dintr-o alternanță de gresii, argile și marne roșietice, uneori conținînd și conglomerate și marne gipsifere. Lîngă localitatea Midyat, Lutetianul (Eocenul mediu), întîlnit pe structura Raman, este format dintr-un calcar marnos, de culoare galben închis. Partea inferioară a Lutetianului, groasă de 200 m, este cunoscută sub numele de Midyat inferior și se caracterizează prin predominarea unor concrețiuni silicioase, iar partea superioară, Midyat superior, groasă tot de 200 m este predominant calcaroasă. Peste Midyat, slab discordant, urmează Miocenul, în grosime de 570—750 m, format la partea inferioară din marne gipsifere, iar la partea superioară

din calcare brecfiate coraliene de culoare roză. Peste Pliocenul nisipos și conglomeratic urmează discordant conglomeratele pleistocene.

În această regiune a Turciei, unde au fost identificate o serie de cute anticlinale asimetrice, cu flancul sudic mai înclinat de cât cel nordic sau invers (fig. 139), începînd din 1940 și pînă în prezent au fost descoperite o serie de structuri petrolifere, ale căror obiecte de exploatare sînt cantonate în Paleozoic, Triasic și Cretacic. În 1940, la circa 80 km est de orașul Diyarbakir, a fost descoperită prima structură petroliferă Raman (fig. 140), legată de un anticli-

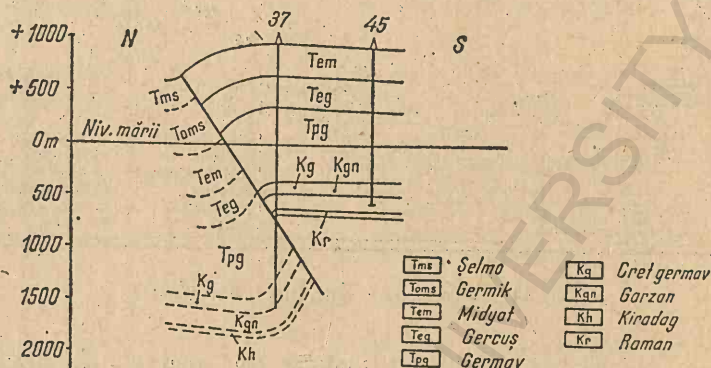


Fig. 139. Secțiune prin structura Germik (Turcia).

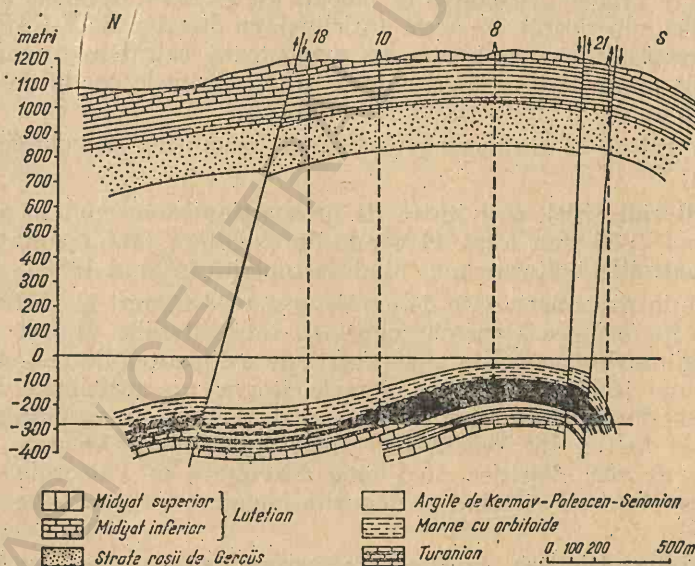


Fig. 140 Secțiune transversală prin structura Raman (Turcia).

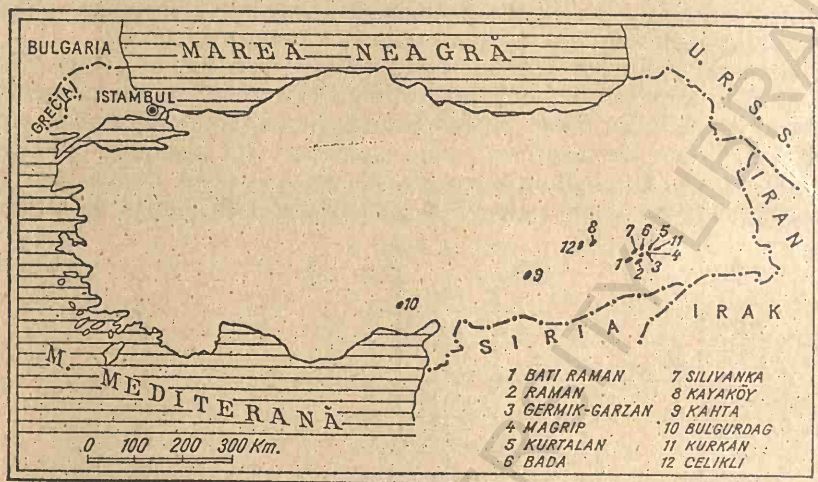


Fig. 141. Structurile petrolifere din Turcia.

nal asimetric cu flancul nordic slab înclinat (5° – 10°), iar cel sudic puternic înclinat (60° – 65°), compartimentat de o serie de falii transversale și longitudinale, care produc decalaje între blocuri (de 50 m în adâncime și de 25 m înspre partea superioară). Pe acest anticlinal, cu direcția VNV-ESE, lung de circa 50 km și lat de circa 10 km, se exploatează calcarele turoniene, care s-au dovedit productive pe o grosime de 112 m. Primele sonde de pe structura Raman au dat o producție de 50–100 t/zi.

În fig. 141 se dă schița cu repartizarea structurilor petrolifere-gazeifere din Turcia.

Pe teritoriul Siriei, activitatea de prospecțiuni a început în anul 1939. Pînă în anul 1955 s-au forat 11 sonde de explorare fără rezultate, prima structură petroliferă, Karatchok, fiind descoperită în anul 1956.

Practic întreaga activitate de explorare s-a desfășurat în partea de nord est a țării în regiunea Djeriseh, cuprinsă între fluviile Eufrat și Tigru. Această regiune este acoperită la suprafață de sedimente pliocene-pleistocene, sedimente mai vechi apărînd doar în axele cîtorva cute anticlinale. Informații asupra succesiunii depozitelor neogene mai vechi și mezo-paleozoice s-au obținut prin foraje. În această succesiune sînt roci carbonatate, cu unele intercalații de roci detritice, mai bine dezvoltate în Paleozoic. Triasicul, Jurasicul și Miocenul cuprind și depozite lagunare cu dezvoltare regională (tabelul 57).

În regiunea Djeriseh, care se caracterizează printr-o tectonică liniștită, au fost descoperite structurile petrolifere ale Siriei. În cele ce urmează se face o scurtă caracterizare a primelor trei structuri descoperite în Siria.

Tabelul 57

Profilul stratigrafic sumar al regiunii Djerish

Sistem, serie	Etaaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Pleistocen		Un strat de bazalt.	0—50
Pliocen (Seria de Bakhtiari)		Nisipuri, pietrișuri și marne.	Peste 1 500
Miocenul superior (Seria superioară de Fars)		Marne cenușii și marne pestrițe.	Circa 500
Miocenul mediu (Seria inferioară de Fars)		Anhidrite, sare, calcare, dolomite. Intercalații de argile marnoase pestrițe la partea superioară. Sarea și anhidritele sînt uneori înlocuite prin calcare. La Karatchok sarea n-a fost întilnită.	100—200
Miocenul inferior		Dolomite și calcare anhidritice (Calcarele de Jeribe).	100—250
Eocen superior-mediu.		Dolomite, calcare dolomitice, calcare (Calcarele de Midyat).	150—300
Eocen mediu-inferior (Seria de Jaddale).		Dolomite, calcare anhidritice, calcare argiloase.	150—500
Eocen inferior-Paleocen		Stratele de Singar { calcare și Stratele de Kermav { dolomite.	250 100
Cretacic superior	Maastrichtian-Campanian sup. (Seria de Shiranish).	Calcare și marnocalcare.	200
	Campanian sup. Coniacian	Calcare masive, calcare dolomitice și dolomite. (Calcarul masiv formează în prezent, obiectul principal de exploatare în Siria).	150—1 000
Cretacic inferior	Aptian-Albian (Seriile de Quamchuga și Sarmord)	Calcare și calcare dolomitice. Conglomerate.	200
Jurassic mediu (Seria de Sargelu)		Dolomite, ocazional anhidrite și rar conglomerate.	300—400
Jurassic inferior	Liasic superior	Alternanță de anhidrite, dolomite și argile (anhidritul Alan-Adaiyah).	250

Tabelul 57 (continuare)

Sistem, serie	Etaaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
	Liassic inferior (Seria de Butmah)	Dolomite și mai rar anhidrite.	130—500
Triasic superior		Anhidrite.	100
Triasic (Seria de Kurrachine)		Calcare, dolomite nisipuri.	
Permo-Carbonifer		Șisturi argiloase, gresii și argile peștrițe.	600—800 (traversat de sonde)
Gothlandian		Șisturi argiloase.	500 (traversat de sonde)
Ordovician		Șistruri argiloase cu intercalații de nisipuri.	125 (traversat de sonde).
Cambrian		Conglomerate, gresii, șisturi argiloase și calcare dolomi- tice.	Peste 1 500 (apare la zi la Mardan) (Turcia)

1. *Structura Karatchok* este o cută anticlinală asimetrică de direcție E-V, lungă de circa 25 km și lată de circa 6 km (fig. 142).

Stratele de pe flancul nordic au o înclinare de 10—20°, iar cele de pe flancul sudic ajung până la 70°. Cuta este slab deversată spre sud de-a lungul unei mari falii longitudinale. În afară de aceasta, alte falii transversale care compartimentează structura sînt bine puse în evidență în formațiunile carbonatate. Obiectul principal de exploatare îl formează calcarele recifale ale Cretacicului superior. Grosimea rezervorului este de circa 100 m. S-au mai dovedit productive de gaze uscate calcarele seriei de Shiranish. Printr-o sondă s-au dovedit productive de petrol și calcarele și dolomitele Jurasicului.

Sondele pot fi bine puse în producție numai după acidizare. Greutatea specifică a petrolului este de 0,921—0,941.

În prelungirea sud estică a acestei structuri este structura Hamzah.

2. *Structura Souedie*, situată la sud de structura Karatchok, este o cută anticlinală de direcție NV-SE, în care în afară de Cretacicul superior, care formează obiectul principal de exploatare, s-au mai găsit gaze în Jurasic și gaze cu condensat în Triasic.

3. *Structura Tel Rumailan*, situată în apropierea structurii Souedie, este legată de o ondulație secundară și are ca obiect de exploatare Cretacicul superior. S-au mai întâlnit gaze cu condensat în Triasic.

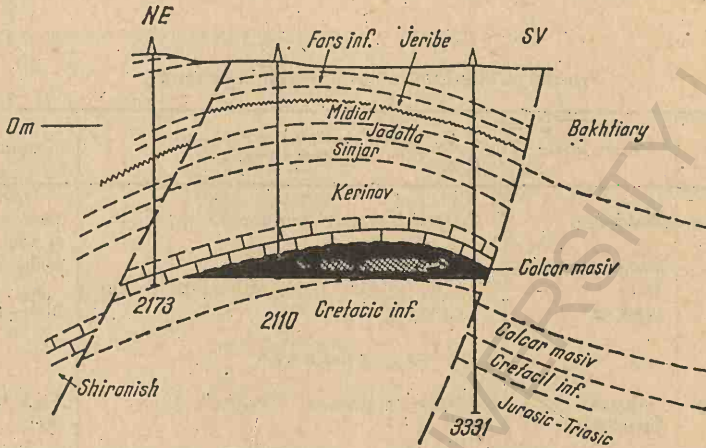


Fig. 142. Secțiune transversală prin structura Karatchok (Siria).

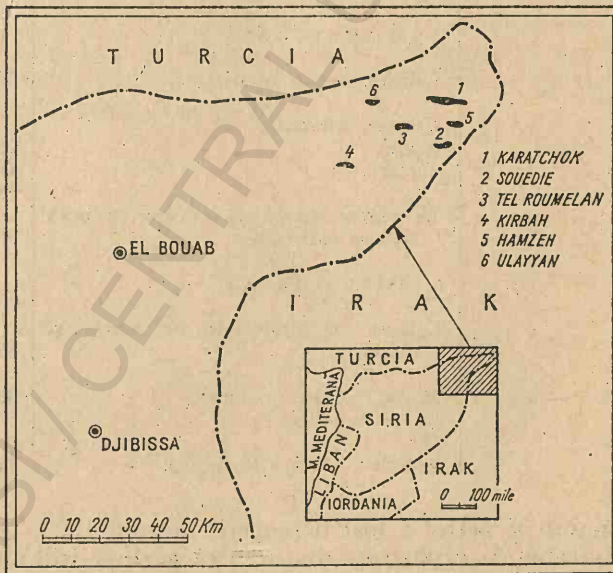


Fig. 143. Structurile petrolifere din Siria.

Pe teritoriul Irakului, Bazinul Golfului Persic ocupă aproape întreg teritoriul țării. În Irakul de nord o mare dezvoltare are intervalul stratigrafic Pliocen-Triasic, care depășește 7 000 m grosime, din care aproape jumătate aparține Pliocenului și Miocenului (tabelul 58).

Tabelul 58

Profilul stratigrafic sumar al Irakului de nord

Sistem Serie	Etaj Orizont	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Pliocen superior mediu	Bakhtiari	Nisipuri, argile, conglomerate.	Până la 2 000 și mai mult
Pliocen-inferior-Miocen	Fars superior Fars inferior	Nisipuri, argile, gresii. Argile, gipsuri, sare, intercalații de calcare.	500—600 200—400
		Discordanță	
Oligocen-Eocen mediu	Calcarul principal	Calcare recifale.	Până la 300
Eocen inferior	Calcarul principal	Marne, argile.	120
Paleocen		Marne	
		Discordanță	
Cretacic superior		Calcare, uneori marnoase.	300
Cretacic mediu		Calcare, dolomite. Argile. Calcare.	250 100 150
Cretacic inferior		La partea superioară calcare, în bază calcare marnoase.	900 m
		Discordanță	
Jurasic mediu		Calcare cu intercalații de marne și anhidrit.	850
Jurasic inferior		Marne, calcare, anhidrit.	800
Triasic		Anhidrit, calcare marnoase.	450

Primul zăcămint de petrol a fost descoperit în anul 1923, pe cuta Naft Khaneh. În activitatea de exploatare din această parte a Irakului se deosebesc 3 perioade. În prima perioadă, 1923—1941, au fost făcute lucrări de prospecțiuni și au fost descoperite structurile Kirkuk (fig. 144) și Qaiyareh.

În perioada a doua, 1931—1940, s-a intensificat exploatarea structurilor Kirkuk și Qaiyareh și s-a descoperit structura Ain Zalah (fig. 145). În perioada a treia, de la 1940 și până în prezent, au mai fost descoperite o serie de structuri

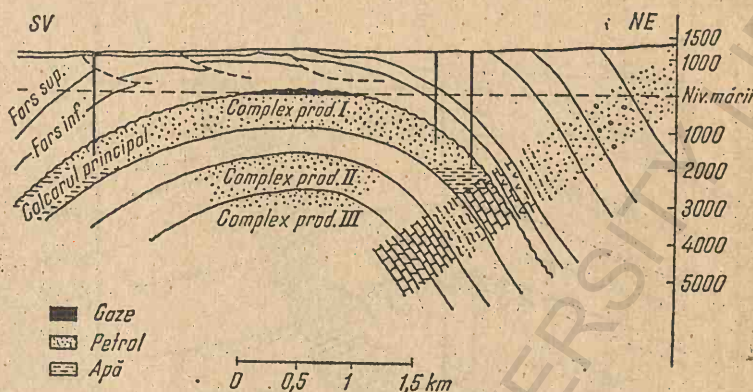


Fig. 144. Secțiune prin structura Kirkuk (Irak).

(Butmah, Chemchemal, Bai Hassan (fig. 146), Bai Jambur), care sînt intens fracturate, rezervorul fiind întretăiat în toate direcțiile de fisuri. Obiectele de exploatare ale structurilor sînt dolomitele Cretacicului mediu, calcarele Cretacicului superior și ale Oligocenului. Rocile protectoare sînt depozitele de Fars-

Cea mai mare structură din Irakul de nord este structura Kirkuk, lungă de circa 110 km și lată de 3,7 km, a cărei rocă magazin, formată de o serie de calcare puternic fisurate, groasă de 304 m, este exploatată în limitele structurii pe bolta Baba și la Avanah.

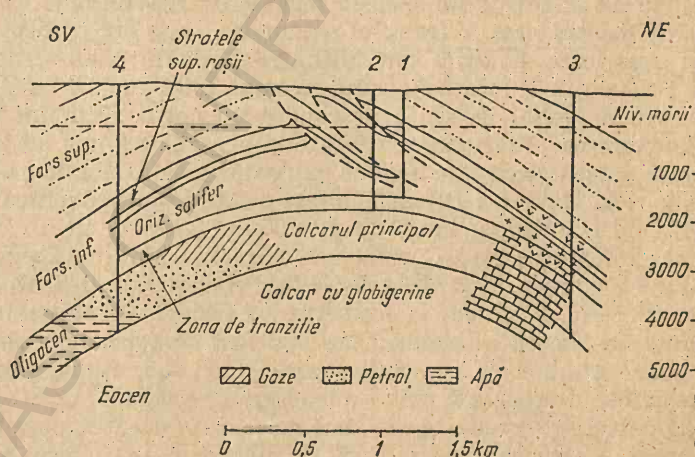


Fig. 145. Secțiune prin structura Ain Zalah (Irak).

În general, structurile din Irak se caracterizează prin debite mari. În anul 1955, când erau în producție 88 de sonde, dintre care 85 în erupție naturală, producția medie zilnică era de 1 047 t pe sondă, și care și în prezent se menține.

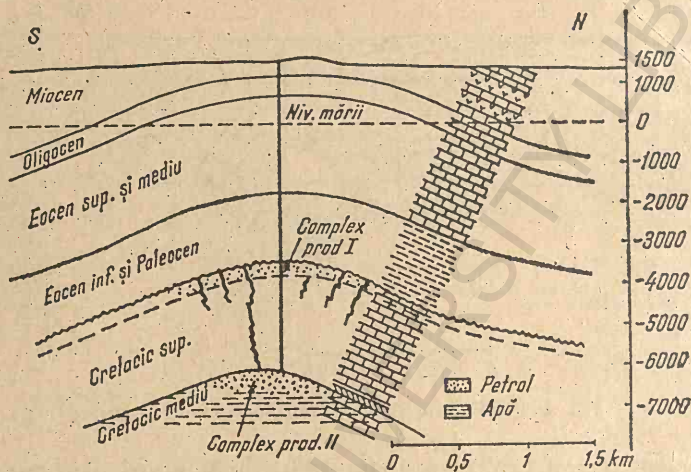


Fig. 146. Secțiune prin structura Bai Hassan (Irak).

În fig. 147 se poate vedea repartiția structurilor petrolifere din Irak.

În Iran, în partea de sud vest a țării, o mare dezvoltare au depozitele aparținând intervalului stratigrafic Pliocen-Miocen; comparativ cu acestea, mai puțin dezvoltate sînt depozitele Oligocenului și Cretacicului, de care sînt legate zăcămintele de petrol din această regiune (v. tabelul 59).

În partea de sud vest a Iranului se cunosc, încă din antichitate, iviri de petrol și gaze, care de altfel sînt întâlnite pe majoritatea structurilor în exploatare. Prima sondă forată în Iran, în anul 1908, la Maidan-I-Naphtun la 225 km nord de golful Persic, a descoperit un bogat zăcămint de petrol. Lucrările de explorare ulterioare executate în această regiune au descoperit o mare suprafață petroliferă care îngloba exploatările de la Maidan-I-Naphtun, Maidan-I-Naphtek, Maidan-I-Bibian și altele și care formează marea structură petroliferă Masjid-I-Suleiman, lungă de circa 37 km și lată de circa 7 km. În stadiul actual al exploatărilor, în această parte a Iranului sînt două regiuni petrolifere: Masjid-I-Suleiman, la nord est de Golful Persic și Naft-I-Shah (fig. 148), situată la nord vest de prima, la frontiera cu Irakul. În prima regiune, în afară de structura Masjid-I-Suleiman, au mai fost descoperite și sînt exploatate structurile petrolifere Lali, Naft Safid, Haft Kel, Agha Jari și Gach Saran. A mai fost descoperită marea structură petroliferă Kuh-I-Mund, cu zăcămintele de petrol cu o greutate specifică mare, care n-a fost pusă în exploatare, precum și o structură petroliferă de întindere mai mică, Chillingar, și structura gazeiferă Pazanun.

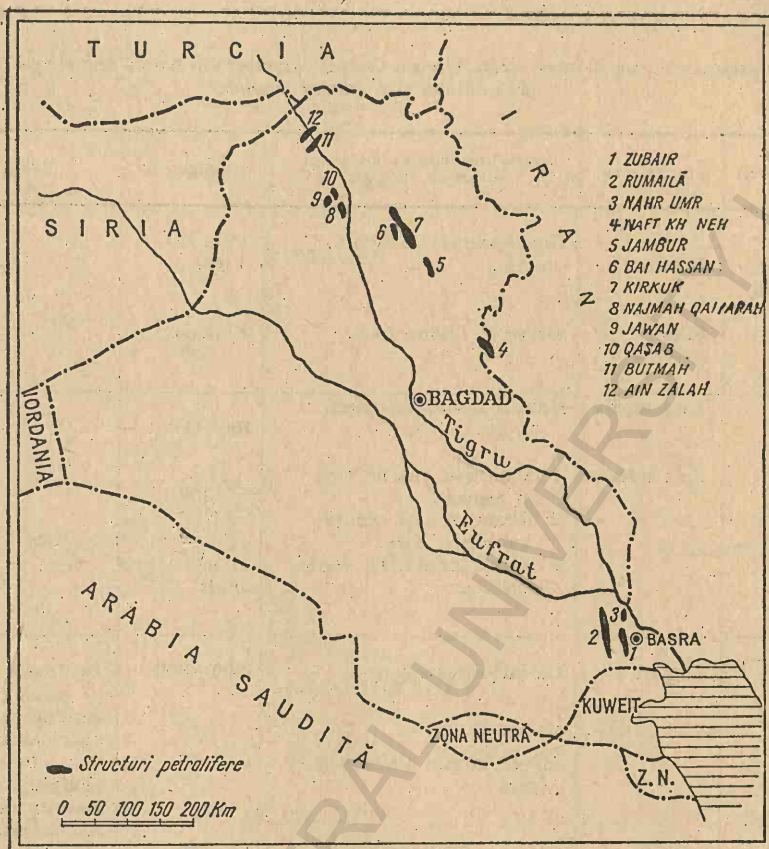


Fig. 147. Structurile din Irak.

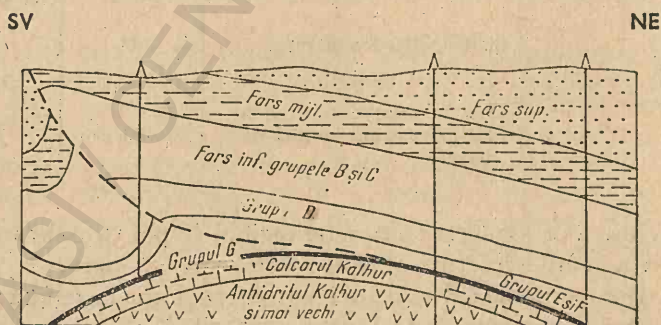


Fig. 148. Secțiune prin structura Naft-I-Shah (Iran).

Tabelul 59

Profilul stratigrafic sumar al intervalului Pliocen-Cretacic superior din Iranul de sud vest (regiunea premontană și a cutelor frontale)

Sistem, Serie	Etaj, Orizont	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Observații
Pliocen superior și mediu	Bakhtiari	Conglomerate, nisipuri, argile.	Până la 4 000	
Pliocen inferior-Miocen superior	Fars superior	Gresii și marne roșii.	Până la 800	
Miocen mediu	Fars mediu	Calcare nisipoase, marne argile.	180—200	
	Fars inferior	1 Anhidrite, marne roșii și cenușii. 2 Marne roșii și cenușii, anhidrite, sare. 3 Marne, anhidrite, argile, calcare.	400 3 000 și mai mult	
Miocen inferior-Oligocen superior	Asmari	Calcare organogene.	300—600	În Iranul de vest ca analog al calcareului de Asmari apar calcarele Kalhur. Pe litoralul Golfului Persic, la Bushire, calcarul de Asmari este înlocuit prin anhidrite și marne ce stau pe calcarele Eocenului și Cretacicului.
Eocen superior-Oligocen		Marne, argile albastre și verzi.	75	
Eocen mediu		Strate subțiri de calcare cu intercalații de argile și sistoase.	400	
Eocen inferior-Paleocen		Șisturi albastre și roșii.	465	
Cretacic mediu și inferior		Calcare masive cu intercalații de strate subțiri de marne.	1 400	

În activitatea de explorare a acestei regiuni se pot deosebi trei perioade: 1) descoperirea marii structuri Masjid-I-Suleiman; 2) perioada 1923—1938, când au fost descoperite încă 8 structuri petrolifere și una gazeiferă; 3) perioada de la 1958 și până în prezent, când au fost descoperite încă 7 structuri petrolifere în raionul Masjid-I-Suleiman.



Fig. 149. Structurile din Iran:

- 1 — Cyrur; 2 — Kharg Darius; 3 — Barganshar; 4 — Binak; 5 — Bibi Hakimeh; 6 — Gach Saran;
 7 — Pazanun; 8 — Khalafabad; 9 — Agha Jari; 10 — Ahwaz; 11 — Haft kel; 12 — Naft Safid;
 13 — Masjid-I-Suleiman; 14 — Lali; 15 — Sarajeh; 16 — Alborz; 17 — Naft-I-Shah.

În structurile descoperite pînă în 1938, obiectul de exploatare îl formează calcarul de Asmari (Oligocen superior-Miocen inferior), iar pe cele descoperite în ultimii ani (v. tabelul 64) este productiv Cretacicul inferior și mediu.

Cea mai importantă structură din sud vestul Iranului este structura Masjid-I-Suleiman (cunoscută la început sub numele de Maidan-I-Naphtun) a cărei tectonică este asemănătoare cu a celorlalte structuri. La suprafață se prezintă ca un mare anticlinal, cu direcție nord est-sud-vest, flancat la nord est de un sinclinal în care apar formațiunile Fars superior și Bakhtiari, iar în sud este încălecat de depozite ale Farsului inferior.

În adîncime, calcarul de Asmari, gros de 304 m, este aproape plan în zona de boltă. Flancul sud estic este mult mai înclinat decît flancul nord estic.

Unele structuri, ca de exemplu Naft Safid, au axa în adâncime deplasată față de axa de la suprafață. În general structurile din această regiune sînt de mari dimensiuni, lungimea lor depășind 25 km (Kuh-I-Mund are o lungime de 111 km, Agha Jari are o lungime de 55 km, iar Haft Kel 46 km).

B. Marginea de platformă a bazinului

Pe marginea dinspre platformă a bazinului sînt o serie de structuri petroliere în Irakul de sud, Kuweit, Zona neutră, Bahrein, Qatar și Arabia Saudită (v. tabelul 64). Aceste structuri sînt legate de ridicări ale platformei.

Irakul de sud. În această regiune de ridicări de platformă, se cunosc structurile Zubair (fig. 150) și Rumaila, ce se întind pe direcția NV-SE. Mai la nord de acestea, mai aproape de zona axială a depresiunii premontane, este structura Nahr-Umr, care, după interpretarea datelor prospecțiunilor geofizice, este legată de un masiv de sare. Profilul stratigrafic al acestei regiuni, cunoscută sub numele de Basra, este diferit de profilul stratigrafic al Irakului de nord. Astfel în Cretacicul inferior (formațiunea Thamama) predomină nisipurile și marnele, iar în Cretacicul mediu (formațiunea Wasia) și Cretacicul superior (formațiunea Aruma) predomină calcarele, intercalațiile de marne fiind mai rare, dar suficiente pentru a proteja zăcămintele de petrol din aceste depozite. Eocenul inferior (formațiunea Shammar) este în general format din calcare, iar Eocenul superior (formațiunea Bahrain) în bază, este predominant format din gipsuri, iar la partea superioară din calcare. Miocenul inferior (formațiunea Abu Ghar) este reprezentat prin nisipuri și pietrișuri, deasupra cărora urmează Farsul inferior, format din gipsuri și marne; la partea superioară a Miocenului (formațiunea Dibdibba) sînt conglomerate.

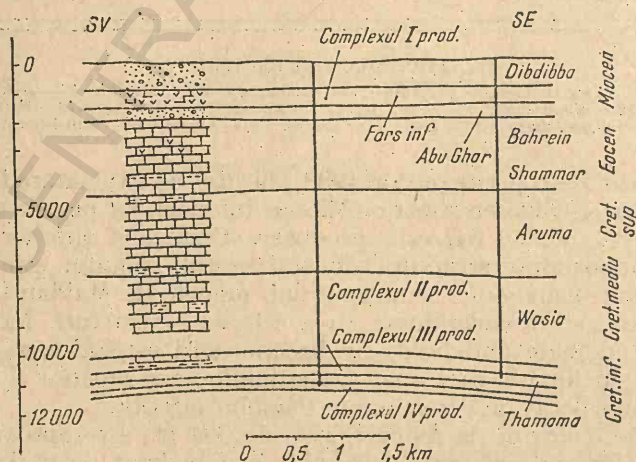


Fig. 150. Secțiune prin structura Zubair (Irak).

Kuweit (Kuwait). În partea de sud est a acestui stat (fig. 151), unde depozitele cainozoice care umplu bazinul au o grosime de peste 800 m, iar cele cretacice peste 1 500 m (v. tabelul 60), sînt cunoscute iviri de petrol la Bahra și Burgan. În prospecțiunile făcute în această regiune s-a folosit aerofotogeologia. Hărțile întocmite cu această ocazie, completate cu datele prospecțiunilor geofizice, au fost folosite cu succes la identificarea suprafețelor structurale.

În Kuweit s-a forat prima sondă în anul 1936, în regiunea Bahra, abandonată la adîncimea de 2 425 m. A doua sondă, forată în anul 1937 pe structura Burgan, a intrat în producție. Pe baza rezultatelor acesteia s-a trecut la forajul a noi sonde.

Structura Burgan se prezintă sub forma unei cute anticlinale cu direcția N-S, ce se întinde pe o lungime de circa 24 km și are o lățime de circa 16 km. Cuta prezintă o boltă largă cu flancurile slab înclinate. Bolta și flancurile sînt afectate de numeroase falii normale și inverse. În partea de nord, structura Burgan este compartimentată de două falii care delimitează un bloc scufundat. Obiectele de exploatare, reprezentate prin nisipuri de vîrstă Cretacic mediu,

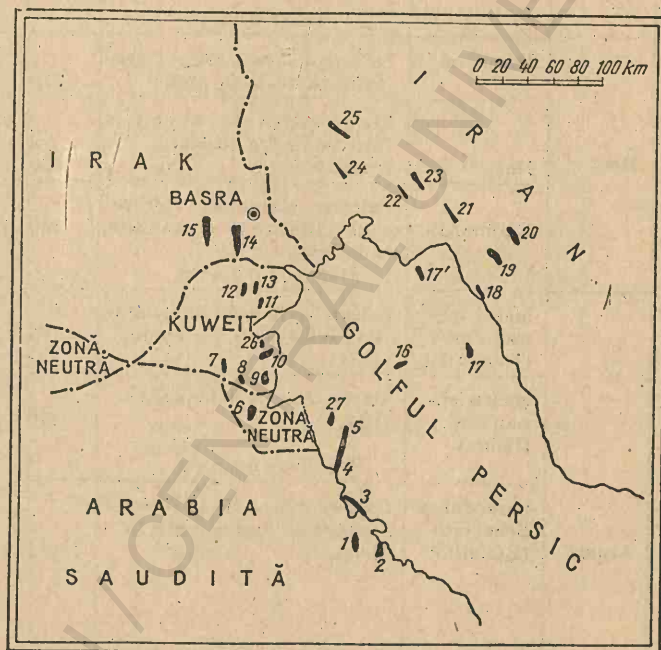


Fig. 151. Structurile petrolifere din nordul Golfului Persic:

- 1 — Abu Hadriya; 2 — Khursaniya; 3 — Manifa; 4 — Safaniya; 5 — Khafqi; 6 — Wafra; 7 — Minagish; 8 — Umm-Gudair; 9 — Burgan; 10 — Magwa; 11 — Bahra; 12 — Raudhatain; 13 — Sabriya; 14 — Zubair; 15 — Rumaila; 16 — Cyrus; 17 — Kharg Darius; 17' — Barganshar; 18 — Binak; 19 — Bibi Hakimek; 20 — Gach Saran; 21 — Pazanun; 22 — Khalafabad; 23 — Agha Jari; 24 — Ahwaz; 25 — Haft Kel; 26 — Khashman; 27 — Hout.

Tabelul 60

Profilul stratigrafic sumar al seriei Pleistocen-Cretacic din sud-estul Kuwaitului

Sistem, serie	Grup	Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Observații
Pleistocen	Kuwait	Dibdibba	Gresii, argile.	Până la 100 m în Kuwaitul de nord.	Pe structura Burgan lipsesc
Miocen mediu		Zor	Anhidrite, marne, calcare.	Până la 105 m în Kuwaitul de nord.	
Oligocen-Miocen inferior?		Gar	Calcare recristalizate și dolomitizate, în bază argile. Discordanță	140	
Eocen mediu	Hasa	Dammam	Calcare dolomitizate și recristalizate, în bază argile.	210	
Eocen mediu?		Rus	Strate subțiri de anhidrit în alternanță cu calcare și marne.	120	
Eocen inferior Paleocen?		Radhuma	Calcare marnoase, calcare dolomitizate și recristalizate, anhidrite. Discordanță	160	
Cretacic superior	Aruma	Maastrichtian sup. (Tayarat)	Calcare recifale cu intercalații de argile negre piritizate.	145	
		Maastrichtian sup. (Bahra)	Marne, calcare microcristaline. Discordanță	110	
		Campanian-Senonian (Gudair)	Calcare marnoase și pseudoolitice și argile negre în bază.	15—135	Echivalente cu formațiunea Hartha Sadi Tanuma și Khasib. Partea inferioară se reduce ca grosime în direcția ridării Burgan.
			Discordanță		

Tabelul 60 (continuare)

Sistem, serie	Grup	Etaaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere itologic	Grosimea, m	Observații
Cretacic mediu	Wasia	Turonian- Cenomanian (Magwa)	Calcare marnoase piritizate și argile verzi.	130	
		Cenomanian (Ahmadi)	Argile verzi și brune, în bază argile cenușii și calcare mar- noase.	25—75	
		Cenomanian (Wara)	Alternanță de gresii fine, ade- sea oolitice, cu argile cenușii închise.	55	
		Cenoma- nian (Maud- dud)	Calcare microcristaline po- roase.	9	
		Albian (Burgan)	Al treilea orizont nisipos : a) gresii, de regulă glauconi- tice, cu intercalații de ar- gile; b) nisipuri cuarțitice cu gra- nule mijlocii și mari; c) gresii, de regulă glauconi- tice cu intercalații de argile cenușii. Al patrulea orizont nisipos : nisipuri cuarțitice, bine sor- tate cu grăunți mari și mijlo- cii. În bază intercalații sub- țiri de argile.	140 200	
Cretacic inferior	Tha- mama	Aptian (Shua'iba)	Calcare fine dolomitice.	60—90	Sînt puține date asupra grosimii a- cestei for- mațiuni.
		Aptian inferior- Barremian (Zubair)	Alternanță de gresii și argile.	350	
		Neocomian. (Ratawi).	Argile cenușii închise, anhi- drite, sare, calcare, gresii.		

însurează, în zona axială, o grosime de circa 335 m și cuprind patru com-
plexe productive, separate între ele de marne. Nisipurile sînt întrerupte
într-o oarecare măsură de lentile mici de marne. Primul complex productiv,
format din nisipuri fine ce conțin grăunți de glauconit în alternanță cu gresii
formate din grăunți cu diametru mediu, are o grosime de circa 23 m și este

întîlnit în zona axială la adîncimea de 1 100 m, iar pe flancuri este întîlnit la peste 1 275 m adîncime. Al doilea complex productiv, format dintr-o alternanță de nisipuri și gresii cu intercalații de marne, are o grosime de circa 8 m. Complexul al treilea, în zona axială, are o grosime ce variază între 60 și 85 m și este format din nisipuri neconsolidate cu granulație mare, în alternanță cu marne și gresii, care prezintă efilări în dezvoltarea lor. Complexul IV avînd aceeași compoziție litologică ca și complexul III este productiv în zona axială pe o grosime de circa 150 m, deasupra limitei petrol/apă, grosime ce se reduce pe flancuri, ajungînd la zero, cînd partea superioară a complexului se apropie de limita petrol-apă. Între complexe I și II este cuprins un orizont de calcar poros de culoare maron, cu *Orbitolina*, gros de circa 8 m, care formează un bun reper stratigrafic în documentarea geologică, în procesul de foraj și în corelarea diagramelor de carotaje electrice. Majoritatea sondelor au fost puse în exploatare simultan din două complexe: fie producînd din complexe I și II pe coloană și din complexe III și IV prin țevi de extracție, fie din complexe III și IV pe coloană și din celelalte două prin țevi de extracție. Din cele patru complexe, cele mai productive sînt complexe III și IV, estimîndu-se că circa 50% din rezervele de petrol sînt conținute în complexul III, care produce de la 800 — 1 100 t/zi pe sondă. Posibilitățile de producție de la adîncimi mai mari, sub cele patru complexe productive, au fost investigate prin sonde de explorare forate pînă la 4 250 m adîncime.

După succesul obținut la Burgan, s-au descoperit noi structuri în sud estul și în nord-estul Kuweitului. Noi rezultate de producție s-au obținut în anul 1955, pe structura Radhatain, care din punct de vedere tectonic este o cută anticlinală de direcție N-S, situată cam pe aceeași linie cu structurile Magwa-Ahmadi și Burgan. Profilul stratigrafic din nord estul Kuweitului seamănă, în general, cu profilul stratigrafic al depozitelor geologice ce umplu bazinul în partea de sud-est a Kuweitului și cu cel din sudul Irakului, cu excepția Cretacicului superior și mediu, al cărui profil este dat în tabelul 61.

Zona neutră. În zona neutră, o mică regiune de deșert situată între Kuweit și Arabia Saudită (v. fig. 151), a fost descoperită, în anul 1953, structura Wafra și ulterior încă alte două, care au ca obiecte de exploatare Cretacul inferior, Cretacul mediu și Eocenul.

Bahrein. Pe această insulă, al cărui profil stratigrafic este asemănător aceluia din Arabia Saudită, a fost descoperită în anul 1932 structura Bahrein, ale cărei obiecte de exploatare sînt calcarele Jurasicului și ale Cretacicului. În vederea noilor explorări, atît pe insulă cît și în larg, au fost făcute, pe scară mare, prospecțiuni seismice.

Qatar. În micul stat arab Qatar, situat în partea de est a Arabiei Saudite, în peninsula cu același nume, profilul stratigrafic al depozitelor este asemănător celui din Arabia Saudită. Pe această peninsula, în urma prospecțiunilor făcute în anul 1933, a fost identificat de-a lungul coastei de vest, anticlinalul Dukhan (fig. 152). Prima sondă forată pe acest anticlinal, în anul 1937, a

Tabelul 61

Profilul stratigrafic sumar al Cretacicului superior și mediu din nord estul Kuwaitului

Serie	Grup	Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Cretacic superior	Aruma	Tayarat	Argile și calcare.	Circa 270
		Maestrichtian superior (Qurna)	Marnă cu Globigerine și calcare.	Circa 100
		Maestrichtian Campanian superior (Hartha)	Calcare organogene glaucontice cu intercalații de marne cenușii și argile verzi.	Circa 100
		Senonian sup. (Sadi)	Calcare marnoase cu globigerine.	Circa 250
		Senonian sup. (Tanuma)	Argile negricioase.	Circa 40
		Senonian inferior (Khasib)	Calcare marnoase fine cu intercalații de argile.	Circa 50
Cretacic mediu	Wasia	Turonian (Mishrif)	Calcare organogene; la partea superioară un strat de limonit.	Circa 145
		(Rumaila)	Marne la partea superioară; calcare marnoase fine ce trec înspre bază în calcare fine.	Circa 58

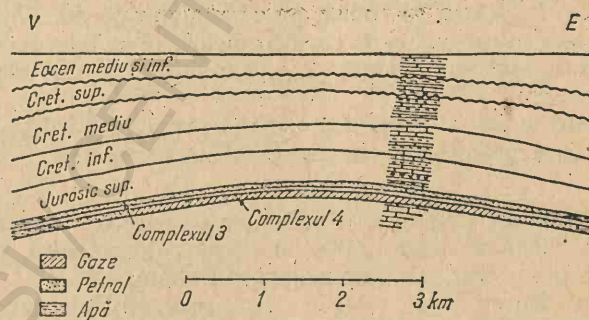


Fig. 152. Secțiune prin structura Dukhan (Qatar).

intrat în producție dintr-un calcar al Jurasicului superior (tabelul 62), cunoscut sub numele de Calcarul nr. 3, gros de 24 m. Ulterior, alte sonde au fost puse în producție dintr-un calcar inferior acestuia, cunoscut sub numele de Calcarul nr. 4, gros de 56 m, care dă cam 80% din producția totală a acestei structuri.

Tabelul 62

Profilul stratigrafic sumar al structurii Dukhan (Qatar)

Serie	Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Eocen și Paleocen	Mediu și inferior	Calcare cu intercalații de marne, dolomite și calcare marnoase în bază. Discordanță	350
Cretacic	Superior	Argile marnoase, calcare, calcare marnoase și în bază marne. Discordanță	635
	Mediu	La partea superioară, calcare cu intercalații de argile; la partea inferioară nisipuri marnoase.	760
	Inferior	Calcare cu intercalații de marne, în bază calcare marnoase și argile.	600
Jurasic	Superior	La partea superioară (circa 210 m) alternanță de calcare și anhidrit în care sînt cele două calcare: nr. 3 și 4. În partea inferioară calcare.	660

Structura Dukhan, lungă de circa 80 km, s-a dovedit productivă pînă în prezent numai în partea de nord, pe o lungime de 50 km și o lățime de 4,5 km. Cele două calcare, 3 și 4, care formează obiectele de exploatare ale structurii Dukhan, sînt echivalente cu calcarele „C” și „D” de la Damman (Arabia Saudită).

În anul 1940 a fost descoperită o nouă structură — Idd-el-Shargi, din care se exploatează petrol din Jurasicul mediu și superior și din Cretacicul inferior.

În Arabia Saudită, grosimea depozitelor paleozoice, mezozoice și cainozoice depășește 5 000 m; peste 2 000 m revin Paleozoicului, peste 2 500 m Mezozoicului și peste 500 m Cainozoicului (tabelul 63).

În Arabia Saudită, ale cărei structuri sînt situate în limitele terasei structurale Hasa, se disting o serie de zone anticlinale dintre care cea mai mare este zona anticlinală Ghawar, care are o lungime de circa 225 km

Tabelul 63

Profilul stratigrafic sumar al Terțiarului, Mezozoicului și Paleozoicului din Arabia Saudită

Sistem, Serie	Etajul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Pliocen sau Miocen	Hofuf	Marne nisipoase și calcare, local în bază, pietrișuri.	95
Miocen mediu (?)	Dam	Argile, marne, calcare.	90
Miocen (?)	Hadruk	Gresii, argile, marne.	85
Eocen mediu și inferior	Dammam	Argile, marne, calcare.	30
Eocen inferior	Rus	Anhidrite, marne, argile și calcare.	55
Eocen inferior și Paleocen	Ummer er Radhuma	Calcare și dolomite.	215
Partea superioară a Cretacului superior	Campanian (?) și Maastrichtian (Aruma)	Calcare dolomite și argile.	145
Partea inferioară a Cretacului superior	Cenomanian (Wasia)	Gresii, argile și calcare.	40
Cretacic inferior	Aptian-Albian (Gresie de Biyadh)	Gresii cu intercalații de argile.	270
Partea superioară a Cretacului inferior	Aptian (?) (Buwaib)	Calcare cu intercalații și argile.	35
Cretacic inferior	Neocomian (?) (Yamama)	Gresii fine.	60
Cretacic inferior (?)	Neocomian (gresia de Sulaiy)	Gresii. Discordanță	180
Jurassic superior (?)	(Grupul Rujadh) Anhidritul de Hith	Anhidrite.	70
Partea superioară a Jurasicului superior.	Arab	Calcare, dolomite, anhidrite.	125
Jurasicul superior	Kimmeridgian (Calcarul de Jubaila)	Calcare.	100
	Oxfordian (?) (Calcarul de Hanifa).	Calcare.	100
	Callovia	Calcare și bancuri de corali.	215
Jurassic mediu	Bajocian-Bathonian (f. Dhurma)	Calcare și argile.	380

Tabelul 63 (continuare)

Sistem, Serie	Etaaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Jurasic inferior	Toarcian (f. Marrat)	Calcare, dolomite și argile roșii.	110
Jurasic sau Triasic	(Gresia de Minjur)	Gresii cu intercalații de argile pestrițe.	315
Triasic mediu	Jilh	Gresii, argile și calcare.	Circa 325
Triasic sau Permian	Argilele de Sudair	Argile roșii.	115
Permian (probabil superior)	Calcarul de Khuff	Calcare cu intercalații de argile și marne.	235
Devonian inferior și Silurian	Jauf	Calcare și argile.	275
Silurian	Gresia de Tawil	Gresii.	Peste 200
Silurian și Ordovician	Tabuk	Gresii și argile.	Circa 725
Cambrian (?)	Cresie de Saq	Gresii.	Peste 600
Fundamentul			

și este formată dintr-o serie de cute anticlinale dispuse linear și avînd ușoare scufundări spre nord. În partea de sud a acestei zone se află cuta anticlinală asimetrică Haradh, cu flancul estic abrupt, iar la nord de aceasta este anticlinalul Hawiyah. În continuare mai spre nord urmează anticlinalul alungit 'Uthamiyah, aparent format din două brachianticlinale, dintre care cel de la vest este situat structural mult mai jos. El se unește în nord cu anticlinalul alungit Shedgum, la nord vest de care se află anticlinalul Ain Dar, ce are două proeminențe structurale despărțite printr-o șea. Această zonă se extinde probabil spre nord încă pe o distanță de circa 150 km, pentru a închide brachianticlinalul Fadhili.

La nord-est de cuta Shedgum sînt structurile anticlinalului Abqaiq și Qatif, iar la est de acestea structura Dammam. La nord de Fadhili este ridicarea Abu Hadriya. La est de aceasta sînt ridicările Khursaniyah, Manifa și Safaniya, ce formează o zonă de acumulare de care sînt legate structurile cu aceleași nume (fig. 153).

Structura Dammam se deosebește de toate structurile sus menționate. Formarea ei este pusă în legătură cu o fractură de adîncime; după prospecțiunile geofizice a rezultat că ea este legată de un masiv de sare adînc scufundat.

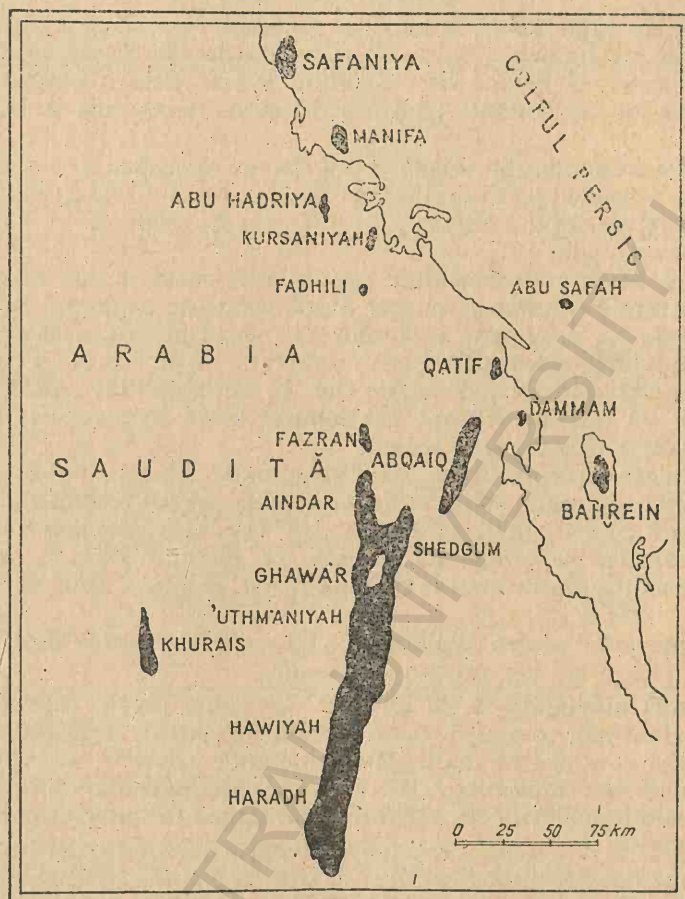


Fig. 153. Structurile petrolifere din Arabia Saudită.

În Arabia Saudită, cercetări sistematice de detaliu au început în anul 1933, în regiunea Dammam, unde sînt multe aflorimente. În perioada 1934—1935 s-au făcut lucrări de recunoaștere pe un teritoriu de peste 90 000 km². În acest timp, au fost puse în evidență cutele anticlinale Dammam, Abqaiq și Qatif.

În anul 1936, pe anticlinalul Qatif a fost introdus forajul structural, iar în anul 1937 au început primele lucrări de seismică în regiunea Abu Hadriya. În anul 1938, din 10 sonde forate pe anticlinalul Dammam 9 sonde au fost oprite în Cretacicul mediu, cu rezultate negative, iar una mai adîncă a găsit petrol în Jurasicul superior.

În anii de după război, la lucrările geofizice s-au adăugat și cele de aerofotogeologie, iar forajele structurale și prospecțiunile seismice au fost intensificate în apele de lângă coasta Golfului Persic. Pentru obținerea de date stratigrafice au fost formate găuri cu diametru redus până la adâncimea de 1 520 m.

Pe baza măsurătorilor seismice și a datelor geologice de suprafață a fost forată prima sondă pe structura Abu Hadriya, care a fost pusă în producție în anul 1940, iar după scurt timp au fost puse în producție și sondele forate pe structura Abqaiq.

Forajele structurale executate în anii 1947—1948 au dat indicații asupra zonei structurale Ghawar și au fost forate sonde de explorare la Ain Dar și Haradh, care au descoperit zăcămintele de petrol în Jurasicul superior.

În anul 1949, a fost descoperită structura Fadhili la circa 100 km nord de prima sondă productivă de la Ani Dar. În perioada 1951—1953, prin foraje structurale s-a pus în evidență continuarea zonei structurale Ghawar prin 'Uthmaniyah, Shedgum și Hawiyah.

Pentru descoperirea mării zone structurale Ghawar a fost necesar un număr minim de sonde, care au furnizat date asupra extinderii ei. Sondele de explorare în extindere, forate la Ain Dar, au fost amplasate în axa cutoi anticlinale, pe profile transversale pe direcția axei, la intervale de 11 km; distanța dintre sondele amplasate pe profile a fost de 1 800 m și 2 750 m.

La Shedgum, pentru explorarea unei suprafețe, lungă de circa 32 km și lată de 11 km, au fost necesare 13 sonde.

O sondă amplasată la 22 km sud de Uthmaniyah, care a descoperit petrol la Hawiyah; și o altă sondă situată la nord de Haradh, au furnizat date privind continuarea mării zone structurale Ghawar, dovedită productivă în calcarele complexului „D” al Jurasicului superior de la Ain Dar la Haradh, pe o lungime de circa 225 km și o lățime de circa 20 km.

În 1951, în urma prospecțiunilor seismice și a forajelor structurale, a fost descoperită structura Safaniya, situată aproape în întregime sub apele Golfului Persic. În ultimii ani, s-au făcut și se fac prospecțiuni geologice și geofizice (seismice, gravimetrice și magnetometrice) în provincia Hasa.

În 1956, pe coasta Golfului Persic, la nord de Qatif, s-a descoperit o nouă structură — Khursaniyah. În anul 1957, pe baza prospecțiunilor gravimetrice și a forajului structural, a fost descoperită structura Khurais, situată la vest de 'Uthmaniyah, în centrul deșertului nisipos din partea de est a Peninsulei Arabe, unde prima sondă s-a dovedit productivă în complexul calcaros D și în formațiunea Jubaila (Jurasic superior), de la adâncimea de 1 480 m. În același an a fost descoperită structura Manifa, la sud de Safaniya, ambele situate în întregime sub apele Golfului Persic și considerate ca printre cele mai mari structuri petrolifere submarine din lume.

În același an, o sondă adâncă de explorare de pe structura Dammam a fost pusă în producție din Permian, fiind prima sondă din Arabia Saudită care descoperă zăcămintele în Paleozoic.

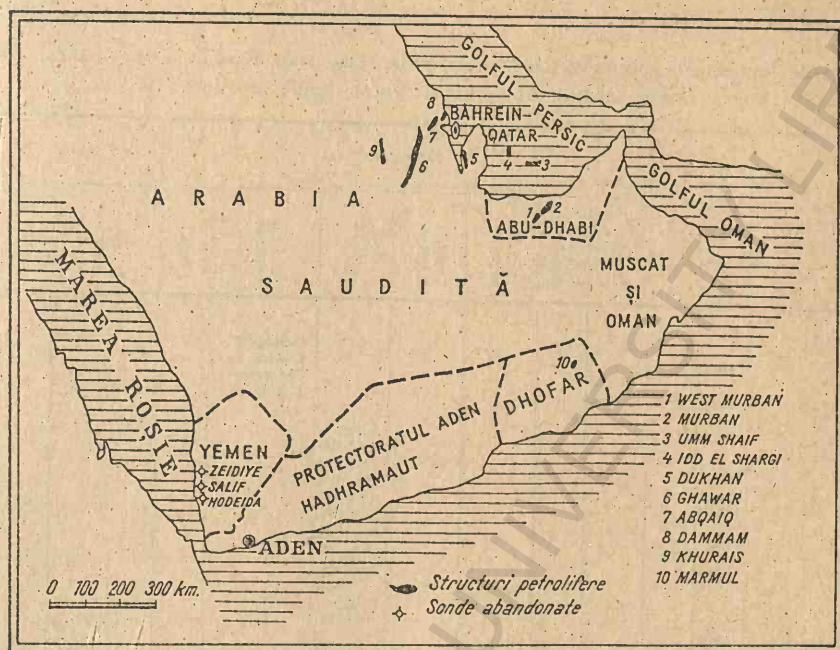


Fig. 154. Structurile din sudul Golfului Persic și din partea de sud a Peninsulei Arabe.

Pe teritoriul Abu Dhabi (fig. 154), situat în partea de sud est a Arabiei Saudite, au fost descoperite zăcămintele de petrol pe uscat, pe structura Murban, a cărei extindere vestică este cunoscută sub numele de structura Vest Murban, iar în apele Golfului Persic, nu departe de aceasta, s-a descoperit structura Umm Shaif, unde zăcămintele de petrol sînt cantonate în calcarul cretacice.

Foraje s-au mai făcut și în Muscat, Oman, Dhofar. S-a descoperit o structură petroliferă pe teritoriul Dhofar (fig. 154).

În Yemen s-au forat sonde nu departe de coasta mării Roșii (la Zeidiye, Salif, Hodeida). Sondele au atins adîncimi de 1 500—3 000 m. Numai în sonda 1 Zeidiye au fost întîlnite ceva indicații de petrol (fig. 154).

În general, zăcămintele din Golful Persic sînt de tip masiv, legate de proeminențe structurale. O parte sînt stratiforme boltite (de exemplu Magva-Ahmedi, Burgan). Colectorii au grosimi diferite, de la 25—55 m (structura Dukhan) pînă la 300 m (structura Lali), sau chiar și mai mult pe unele structuri.

În tabelul 64 sînt date structurile petrolifere din Bazinul Golfului Persic, atît cele de pe marginea premontană, cît și cele de pe marginea de platformă a bazinului, din țările situate în cadrul bazinului, menționîndu-se obiectele de exploatare și tipul colectorilor.

Tabelul 64

Structurile din bazinele golfului Persic (Turcia, Siria, Iran, Irak, Kuwait, Zona neutră, Bahrein, Qatar, Arabia Saudită, Abu-Dhabi); formațiunile productive (C. Beca)

Structurile de pe marginea premunătoare	Anul descoperirii	Paleozoic	Mezozoic							Neozoic		Adâncimea medie a sondelor (m)
			Triasic	Jurasic mediu	Jurasic superior	Cretacic inferior	Cretacic mediu	Cretacic superior	Eocen	Miocen inferior	Miocen mediu	
Turcia												
Raman	1940								Calcarele Garzan			1370
Garzan	1950								Calcarele Garzan			1 420
Germik (v. fig. 139)	1958							Calcarele dolomitice Mardin.				1860
Kahta	1960							Calcarele dolomitice Mardin.				1 120
Kayaroy	1961							Calcare dolomitice Mardin.				1 890
Bulgurdag	1961									Calcare		1 430
Magrip	1961	Dolomite										
Bati Raman	1961								Calcarele Garzan.			1 890
Kurtalan	1961								Calcarele Garzan.			1 520
Bada	1962								Calcarele Garzan.			1 700
								Calcarele dolomitice Mardin.				2 400
Silivanka	1962											
									Calcarele Garzan.			4 000
Celiki	1962	Dolomite						Calcare Mardin.	Calcarele Raman.			3 400
Kurkan	1963											
Bakuk	1961								Calcarele dolomitice Mardin.			2 100
Siria									Calcarele dolomitice, dolomite.			
Karatchok	1956											
Souedie	1959	Calcare (gaze și condensat).							Calcarele recifale și dolomitice, (dolomite).			1 830

Tabelul 64 (continuare)

Structurile de pe marginea premuntoasă	Anul descoperirii	Paleozoic	Mezozoic						Neozoic		Adâncimea medie a sondelor, m	
			Triasic	Jurasic mediu	Jurasic superior	Cretacic inferior	Cretacic mediu	Cretacic superior	Eocen	Miocen inferior		Miocen mediu
Tel Roumailan	1960		Calcare (gaze și condensat).					Calcare recifale și dolomitice, dolomite.				1 850
Hamzah	1962							Calcare recifale și dolomitice, (dolomite).				2 000
Kir Bach	1962											2 000
Ulayyan	1962											2 000
Iran												
Masjid-I-Suleiman	1908									Calcarul de Asmari.		
Naft-I-Shah	1923									Calcare Kalhur.		730
Chilingar (nu produce)	1924									Calcarul de Asmari.		
Haft-Kel	1928									Calcarul de Asmari.		610
Gach-Saran (fost Gagh-I-Qaraghuli)	1928						Calcare			Calcarul de Asmari.		760
Kuch-I-Mund (nu produce)	1931									Calcarul de Asmari.		
Naft-Safid	1934						Calcare Banges-tan.			Calcarul de Asmari.		900
Aga-Jari	1937									Calcarul de Asmari.		1 380
Pazanun (gaze)	1937									Calcarul de Asmari.		1 680
Lali	1938									Calcarul de Asmari.		1525-2 600
Ahwaz	1958									Calcarul de Asmari.		
Bahrgan-San	1960					Calcare						
Bibi-Harimeh	1961						Calcare Banges-tan.			Calcarul de Asmari.		2 500
Darius	1961					Calcare						3 770
Karg Island	1961											4 000
Mansuri	1962						Calcare Banges-tan.					4 460
Cyrus	1962						Nisipuri					2 500
Burgan.							Burgan.					
Khalafabad	1962						Calcare Banges-tan.					2 770
Kahranj	1963									Calcarul de Asmari.		2 900
Kupal	1965											
Ramshi	1966									Calcarul de Asmari.		3 430
Faris	1966											
Irakul de Nord												
Naft Khaneh	1923									Calcare		915

Tabelul 64 (continuare)

Structurile de pe marginea premuntoasă	Anul descoperirii	Paleozoic	Mezozoic						Neozoic		Adâncimea medie a sondelor, m	
			Triasic	Jurasic mediu	Jurasic superior	Cretacic inferior	Cretacic mediu	Cretacic superior	Eocen	Miocen inferior		Miocen mediu
Kirkuk	1927						Calcare	Calcare		Calcare (Oligocen).		840
Quaiyarah	1927							Calcare		Calcare	Calcare	
Najmah-Jawan								Calcare		Calcare		
Ain Zalah	1937						Calcare dolomitice fracturate.	Calcare marnoase fracturate.				1 870
Butmah	1952							Calcare marnoase fracturate.				1 770
Chemchemal (gaze)	1952							Calcare				
Bai Hassan	1953						Calcare	Calcare		Calcare oolitice.	Calcare oolitice.	1 460
Bai Jambur												1 770
Structurile de pe marginea de platformă												
Irakul de sud												
Zubair	1949						Gresie	Gresii		Gresii		3 350
Nahr Umr							Gresii	Gresii		Gresii		1 145
Rumaila							Gresii	Gresii		Gresii		3 350
Kuweit												
Burgan	1938						Nisipuri					1 400
Magwa-Ahmadi	1951/						Burgan.					1 400
Raudhatain	1952						Nisipuri					2 700-
	1955						Burgan.					3 300
Sabriya	1957						Nisipuri					2 500
Minagish	1957						Zubair.					
							Nisipuri					
							Zubair.					
							Calcare oolitice					
Um-Gudair	1962						Ratawi.					3 200
Khashman	1963						Nisipuri					2 900
							Zubair.					1 600
								Nisipuri				
							Burgan.					
Zona Neutră												
Wafra	1953											1 150
	1954											380-
	1956						Calcare oolitice		Calcare			1 000
							Ratawi.					2 000

Tabelul 64 (continuare)

Structurile de pe marginea premuntoasă	Anul descoperirii	Paleozoic	Mezozoic							Neozoic		Adâncimea medie a sondelor, m
			Triasic	Jurasic mediu	Jurasic superior	Cretacic inferior	Cretacic mediu	Cretacic superior	Eocen	Miocen inferior	Miocen mediu	
Khafji	1960					Calcare oolitice Ratawi.						1 700
Hout	1963					Calcare oolitice Ratawi.						3 000
Bahrain	1932							Calcare				760
Bahrain	1936											
Qatar												
Durhan	1939		Calcare	Calcare		Calcare						1 500
Idd-El-Shargi	1940											1 470-2 490
Arabia Saudită												
Zona Ghawar: Ain Dar	1948				Calcare Arab D.							1 430
Haradh	1949				Calcare Arab D.							1 540
'Uthmaniyah	1951				Calcare Arab D.							2 170
Shedgum	1952				Calcare Arab D.							1 720
Hawiyah	1953				Calcare Arab D.							1 550
Farzan	1958				Calcare Arab D.							
Dammam	1938				Calcare Arab A, B, C, D							1 500
Abqaiq	1940				Calcare Arab D.							2 650
					C. Calcare Juberila							
Abu Hadriya	1940				Calcare (Zona Hadriya)							3 090
Qatif	1945				Calcare Arab C, D.							2 240
Fadhili	1949		Calcari-nite (zona Fadhili)									3 000
Safaniya	1951						Gresii (zona Zubair.)	Nisipuri (Zona Bahrain).				1 695
Khursaniyah	1956				Calcare Arab ABCD.							2 100
Khurais	1957				Calcare Arab D.							1 585
					Calcare Jubaila							

Tabelul 64 (continuare)

Structurile de pe marginea premuntoasă	Anul descoperirii	Paleozoic	Mezozoic						Neozoic		Adâncimea medie a sondeilor, m
			Triasic	Jurasic mediu	Jurasic superior	Cretacic inferior	Cretacic mediu	Cretacic superior	Eocen	Miocen inferior	
Manifa	1957				Calcare Arab ABC	Calcare oolitice Sulaia					2 410
Abu-Sa'Fan	1963										1 990
Abu-Dhabi						Calcare					2 680
Umm Shail	1958										
Nurban vest	1961										
Murban-(Bu Hasa)	1963				Calcare	Calcare					2 620
Zakum	1965				Calcare						

36. Bazinul Dechte-Kevir (Platoul Iran)

Bazinul Dechte-Kevir (fig. 32-74) în limitele căruia se cunosc câteva depresiuni sub formă de grabene, în care au fost descoperite mai multe cute anticlinale, se situează pe Platoul Iranian și este încadrat de o serie de lanțuri muntoase, dintre care cei mai înalți sînt munții Elburs și Kopet Dagh, care îl delimitează în nord.

Bazinul Dechte-Kevir este umplut cu depozite terțiare și mezozoice.

Pliocenul, gros de cîteva mii de metri, este format din depozite detritice grosiere. El acoperă discordant Miocenul și Oligocenul, formate din calcare și dolomite, ce au o grosime de circa 2 000 m și sînt delimitate în pat și în acoperiș de formațiuni salifere de culoare roșie, a căror grosime de 1 000—2 500 m în pat, se dublează în acoperiș. Eocenul stă discordant pe Cretacicul superior (Senonian și Albion), care de asemenea este discordant peste seriile Jurasicului.

În urma prospecțiunilor și explorărilor, la sud-vest de Teheran, în regiunea Qum, s-a descoperit marca cută anticlinală Alborz, lungă de 50 km și lată de 12 km, de care este legată structura petroliferă cu același nume. Pe această cută anticlinală, de direcție NV-SE, asimetrică și compartimentată, se exploatează calcarele și marnele fracturate ale etajului Qum (Oligocen-Miocen inferior), corespondente ale calcarelor de Asmari. La nord de cuta anticlinală Alborz, forajele executate la Yort Shah, Talkkeh și Sorkheh nu au descoperit nici un zăcămint. În schimb, pe cuta anticlinală Sarajeh, situată tot la sud-vest de Teheran, a fost descoperit un zăcămint de condensat în etajul Qum, ale cărui calcare se caracterizează printr-o porozitate mică și o permeabilitate foarte variabilă.

37. Bazinul Fluviului Indus

Bazinul Fluviului Indus se întinde în cea mai mare parte pe teritoriul Pakistanului de Vest și numai partea de sud-est se află pe teritoriul Indiei (fig. 32-75). În nord-est bazinul este delimitat de o mare proeminență îngro-

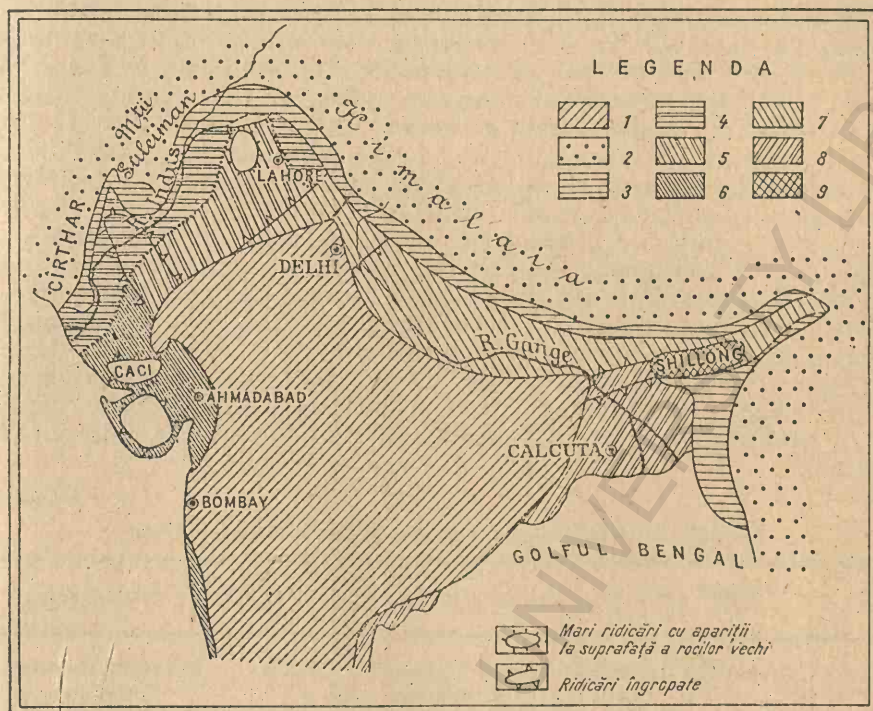


Fig. 155. Bazinul Indus:

1 — Scutul Indian; 2 — sistemul cutat muntos Alpino Hymalayan; 3 — zona cutată premontană; 4 — partea axială a depresiunilor marginale umplute de depozite cuaternare; 5 — versantul de platformă Indus; 6 — versantul de platformă Cambey; 7 — versantul de platformă Assam; 8 — versantul de platformă Bengal; 9 — proeminențe separate ale fundamentului precambrian — Shillong.

pată, situată pe limita dintre bazinele fluviilor Indus și Gange. Cea mai bine exprimată este delimitarea nord-vestică, unde înălțimile Himalayei depășesc 4 500 m. În est, limita bazinului merge de-a lungul marginii Scutului Hindustan, iar în vest ea este reprezentată de lanțurile munților Belucistanului (Munții Suleiman, creasta Khirthar). În sud, bazinul se deschide în direcția Mării Arabe (fig. 155).

Partea de nord și de vest a bazinului reprezintă o depresiune marginală umplută cu depozite terțiare, iar jumătatea de est a bazinului, situată pe versantul de vest al Platformei Hindustane, are o cuvertură formată din depozite mezozoice și terțiare ce stau pe un fundament precambrian. Pe acest versant, fundamentul precambrian apare la suprafață pe o serie de proeminențe sau este la o adâncime nu prea mare, sub depozitele jurasice și cretacee (Jaisalmer, Kutch, Kathiavar).

Partea principală a bazinului este separată de depresiunile Cambey și Kutch prin ridicările Kutch și Kathiavar.

În partea centrală a Bazinului Fluviului Indus se profilează clar ridicarea transversală Jaisalmer, care, în profunzime se întinde probabil în întreg bazinul, împărțindu-l în două depresiuni: Indusă superioară și Indusă inferioară. În limitele depresiunii marginale, ridicarea este bine exprimată în zona structurilor gazeifere legate de grupul calcarelor eocene Sui. În zona de boltă a acestei ridicări, calcarele se află la o adâncime de 1 200—1 500 m, pentru ca în direcția celor două depresiuni, Indusă superioară și inferioară, să se scufunde, ajungând la o adâncime de peste 3 500 m.

Marginea cutată a depresiunii marginale, alăturată edificiilor cutate ale Himalayei și Belucistanului (de care, de regulă, este separată prin una sau mai multe fracturi) apare ca o fisie îngustă, formată din cute dispuse linear, înguste, foarte compartimentate și înclinate către zona axială a depresiunii. Pe măsura îndepărtării de edificiile muntoase cutate, gradul de dislocare a depozitelor scade repede. Aici există o serie de cute anticlinale și brachianticlinale, ale căror flancuri au înclinări de 1° — 5° și sînt formate din depozite Siwalik.

În Belucistanul de est se cunosc manifestări de petrol în Paleogen (tabelul 65).

Tabelul 65

Profilul stratigrafic sumar al Paleogenului din Belucistanul de est

Seria	Grupul, etajul	Scurtă caracterizare litologică	Groșimea, m	Observații
Oligocen	Grupul Nari	La partea superioară gresii cenușii; la partea inferioară, calcare albe cu intercalații de argile și gresii. Discordanță	1 200 200	Apariții de petrol în Belucistan și în lanțul exterior al Himalailor Kașmirieni.
	Grupul Khirthar	Calcare albe, masive, cu numuliți. În partea mijlocie, argile cenușii-verzui. Discordanță	30— 1 000	Apariții de petrol în nord-vestul bazinului. Calcarele Habib Rahi din această serie s-au dovedit cu gaze pe unele structuri.
Eocen	Ghazig	Argile cenușii-verzui cu intercalații de calcare, gresii și cărbuni.	600	
	Dunghan	Calcare albe-gălbui, cenușii închise (echivalente calcarului Sui).	150—350 pînă la 650	Apariții de petrol în partea de sud a Munților Suleiman și în diferite regiuni ale Belucistanului.
	Metin	Argile, cenușii, calcare albe.	15—75	

Partea de nord a depresiunii marginale, situată în zona de curbură a Himalayei, este relativ ridicată și formează Platoul Potwar, care are o înălțime de 200—1 300 m, format din depozitele seriilor Siwalik și Murree. Platoul Potwar este delimitat în sud de „Lanțul Munților de sare” (Salt Range), care reprezintă un monoclinal ridicat pe o fractură longitudinală, situată de-a lungul marginii lui de sud.

Lanțul „Munților de Sare” este format din depozite paleozoice, mezozoice și paleogene, acoperite de o molasă continentală terțiară, groasă.

Platoul Potwar este un sinclinal larg, cunoscut sub numele de sinclinalul Soan. Pe flancul sudic al acestuia sînt cîte anticlinale și brachianticlinale, iar pe flancul nordic — anticlinale foarte înclinate, cîte izoclinale, răsturnate, compartimentate.

Bazinul Fluviului Indus este umplut, în cea mai mare parte, cu depozite cainozoice și mezozoice; depozite cambriene, carbonifere și permieni sînt numai pe alocuri, pe versantul de est al bazinului (tabelul 66).

Tabelul 66

Profilul stratigrafic sumar al Bazinului Fluviului Indus *)

Sistemul	Seria	Grupul	Etajul	Scurta caracterizare litologică	Grosimea, m	Observații
Cuaternar	Pleistocen			Conglomerate și nisipuri grosiere.	1 800— 2 400	În zonele mar- ginale cutate ale bazi- nului sînt numeroase apariții de petrol și ga- ze în Siwalik.
Neogen	Pliocen	Siwalik superior	Pinjor	Gresii și conglomerate cu intercalații de argilă, roșietice.	300	
		Tatrot	Gresii friabile, argile găl- bui-cenușii cu interca- lații de conglomerate.			
		Siwalik mediu	Dhok- Pathan	Gresii brune, argile găl- bui-cenușii.	500—1800	
		Nagri	Gresii cenușii cu interca- lații de argile și de cal- care roșii deschise.			
		Siwalik inferior	Chinji	Argile roșii și gresii cenu- șii.		
Kamlial	Gresii roșii închise, cenu- șii, brune, argile și conglomerate.					

*) Partea superioară a profilului privește Neogenul din regiunea zonelor petrolifere din nordul bazinului; partea mijlocie a profilului privește Paleogenul din regiunea structurilor gazeifere și Mezozoicul din Belucistan și din Depresiunea Indusă inferioară; partea inferioară se referă la Paleozoicul din regiunea lanțului Munților de Sare (Salt Range).

Tabelul 66 (continuare)

Sistemul	Seria	Grupul	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m	Observații
----------	-------	--------	--------	---------------------------------	----------------	------------

Discordanță locală

Miocen	Muree	Muree superior	Gresii brune, friabile, argile roșii.	Pină la 2 400	
		Muree inferior	Gresii brune, roșii și argile de culoare închisă și bancuri de conglomerate. În sud corespunde formației pestrițe argilonoisipoase Gadj.		

Discordanță

Paleogen	Paleocen	Ranikot	Ranikot superior	Calcare brune cu intercalații de argile.	200—250	
			Ranikot inferior	Gresii pestrițe, argile cu intercalații de cărbune.	300—500	

Discordanță

Cretacic	Danian		Khadro	Argile măslinii-gălbui, cu intercalații de gresii și calcare. În unele locuri se asociază cu tufuri, bazalte etc.	65	Apariții de petrol în Belucistan.
			Pab	Gresii cuarțitice grosiere.	Pină la 500	
	Seno-nian		Moghul Kot	Argile cu intercalații de gresii, calcare și argile negre.	Pină la 1 200	
	Turo-nian		Parh	Strate subțiri de calcare.	300	
	Cenoma-nian			În vest, în zona cutată, calcare și argile. În est, apar mai multe orizonturi de nisipuri.	500 (în vest) 2 400 (în est).	
	Albian Neoco-mian		Samban	Argile negre, aleurolite, calcare.	250 (în vest) 750 (în est).	

Tabelul 66 (continuare)

Sistemul	Seria	Grupul	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m	Observații
Discordanță						
Jurasic	Superior și mediu	Suleiman		Calcare cenușii închise, stratiforme. La partea superioară calcare reci-fale.	1500	Manifestări de petrol în nord, la contac-tul cu con-glomeratele pleistocene.
	Inferior			Calcare și argile.	600—1800	
Triasic				Argile, alevrolite cu in-tercalații de calcare, care predomină la par-tea superioară a Tria-sicului.	Până la 1200	
Permo-carbo-nifer				Calcare pestrețe, gresii cenușii și argile, în bază tillite.	400—500	Urme de petrol pe structura Joya Mair.

Discordanță

Cambrian			Punjab	Marne violacee, cenușii și verzui. Dolomite șisturi argiloase bituminoase, gresii, sare gemă și gips.	Până la 800	
Precam-brian			Attock	Tillite negre, șisturi argi-loase (fundament).		

În Depresiunea marginală a bazinului se disting următoarele regiuni petro-gazeifere: Potwar, Indusă inferioară, Indusă superioară, Siwalik, Indus-Gange. În fiecare din aceste regiuni se deosebesc două părți: una inferioară — afectată edificiilor cutate, unde cuvertura sedimentară este puternic frac-turată, și una exterioară afectată versantului de platformă. Interesează în mod special regiunea Potwar și Indusă inferioară.

Regiunea Potwar. În această regiune se disting două grupe de structuri: una pe flancul nordic și alta pe flancul sudic al acestui sinclinal (fig. 156). Structura Khaur, situată la sud vest de Rawalpindi, și structura Joya Mari, situată la sud de Khaur sînt legate de cute anticlinale asimetrice, flancul nordic avînd înclinări de 70°, iar cel sudic de 35°. Pe structura Khaur, din

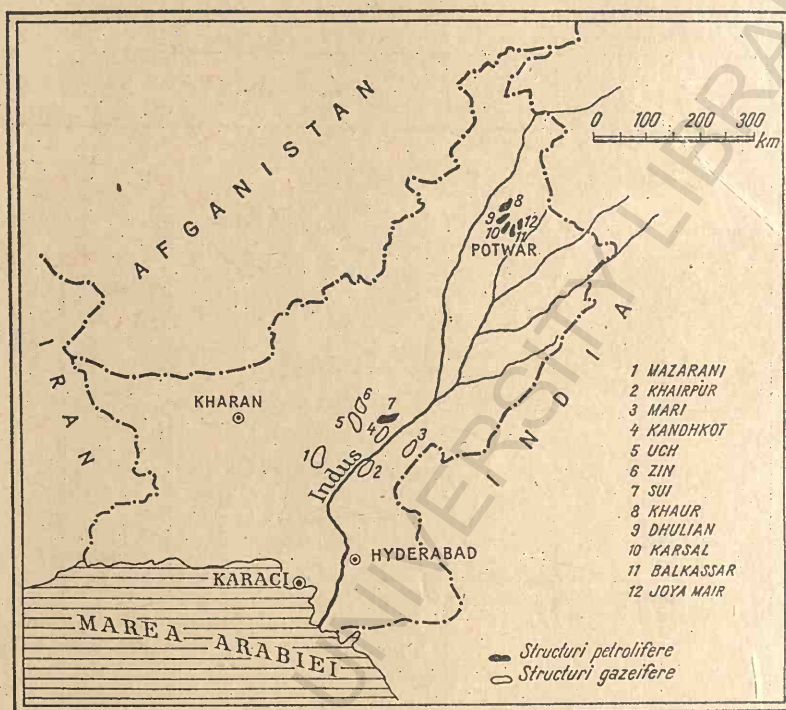


Fig. 156. Structurile petrolifere și gazeifere din Pakistanul de Vest.

care s-au extras din anul 1915 și pînă în prezent peste 500 mii tone petrol, acum fiind aproape epuizată, obiectul de exploatare îl formează calcarele eocene și gresiile miocene, iar pe structura Joya Mari se exploatează calcarele Bhadrar și Sakesar din Eocenul inferior (tabelul 67).

Pe structura Dhulian, o cută aplatizată situată tot la sud de Khaur, pe lângă zăcămintele de petrol, s-au descoperit și zăcămintele de gaze în cal-

Tabelul 67

Structurile petrolifere și gazeifere din regiunea Potwar

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare				Adîncimea medie a sondelor, m
		Jurasic	Paleocen	Eocen	Miocen	
Khaur	1915			+	+	1 550
Dhulian	1937			+		2 430
Joya Mair	1944	+	+	+		2 130
Balkasar	1946			+		2 430
Karsal	1959		+			4 500
Kot Sarang	1967			+		4 300

carele paleocene Ranikot și s-a dovedit slab productivă formațiunea Chiniji din Siwalik. În ultimii ani se exploatează petrol și din Jurasic.

Calcarele Eocenului și Jurasicul și gresiile Miocenului sînt principalele roci magazin ale celor mai multe zăcămintele de petrol din Platoul Potwar. Ca roci mame sînt considerate șisturile bituminoase din seria saliferă Pundjab.

Cele mai mari structuri din regiunea Potwar sînt structurile Dhulian și Balkasar.

Regiunea Indusă Inferioară. În partea de platformă a bazinului, în regiunea Indusă inferioară (fig. 156), au fost descoperite mari structuri gazeifere care în mare parte sînt legate de zone foarte slab ridicate, lungi de 20—50 km și late de 15—30 km. Dintre acestea, structurile Uch și Zin sînt situate în cîte alungite și înguste, separate prin sinclinale adînci și înguste.

Principalele acumulări de gaze sînt legate de calcarul Sui, care formează un mare rezervor, gros de circa 600 m. Cea mai importantă structură este structura Sui, ale cărei rezerve industriale de gaze se evaluează la 140—170 miliarde m³, din care rezervele din calcarul Sui se estimează la 90%. Celelalte structuri — Uch (descoperită în 1955), Kandhkot, Khairpur, Mazaram, Mari (descoperite în 1959) și Zin descoperită mai recent — sînt comparativ mai mici, rezervele lor fiind estimate la circa 300 miliarde m³. Pe unele structuri, pe lângă gazele din calcarul Sui, au mai fost descoperite zăcămintele de gaze și în calcarul seriei Laki și în calcarul Habig Rahi din seria Khirthar. Gazele de pe structura Uch conțin 46% CO₂ și 25% azot.

38. Bazinul Bengal

Bazinul Bengal (fig. 32-77), situat pe teritoriul Indiei și al Pakistanului de Est, pe cursul inferior al fluviilor Gange și Brahmaputra este delimitat în nord de Platoul Shillong, în vest de Scutul Hindustan, în est de edificiul Arakan-Yoma, iar în sud se deschide în direcția golfului Bengal. Fundamentul bazinului, în cea mai mare parte, este format din șisturi cristaline precambriene; în partea de vest a marginii de vest, platformică, adîncimea fundamentului este estimată la 6 000 m.

Depozitele cainozoice formează o cuvertură groasă deasupra celor mezozoice. Paleocenul și Eocenul sînt reprezentate prin argile, gresii și calcare, iar Oligocenul și Miocenul, ce au grosimi mari, sînt reprezentate prin argile și gresii. Pliocenul și Pleistocenul sînt formate din conglomerate și gresii. Argilele Oligocenului sînt considerate de unii autori ca roci mame ale zăcămintelor de gaze din acest bazin.

În marginea de vest (dinspre platformă) a bazinului, stratele au o înclinare regională spre est și sînt compartimentate de falii în trepte. Marginea de est cutată Prearakan este mai îngustă, fiind formată din mai multe cîte neogene, dispuse linear.

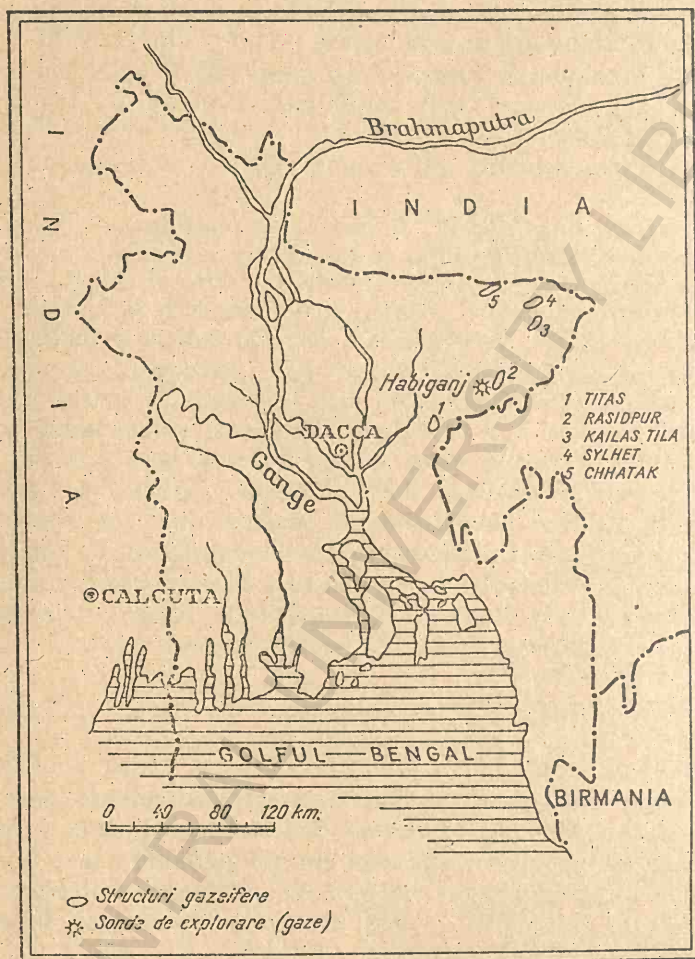


Fig. 157. Structurile petrolifere din Pakistanul de Est.

Cele mai multe manifestări de petrol sînt cunoscute pe marginile de nord și est ale bazinului. Rezultate slabe de producție s-au obținut de pe structura Badarpur, descoperită în anul 1915 și abandonată în anul 1933. Pe această structură s-au exploatat gresiile Oligocenului și seriile Barail și Surma (partea inferioară a Miocenului). În perioada 1955—1962 au fost descoperite 5 structuri gazeifere (tabelul 68, fig. 157), care au ca obiecte de exploatare formațiunile Dhupi Tilla (Miocen superior), Boka Bil (Miocen mediu) și Bhuban (Miocen inferior).

Tabelul 68

Structurile petrolifere din Pakistanul de Est

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare Miocen	Adâncimea medie a sondelor, m
Sylhet	1955	+	2 800
Chhatak	1959	+	2 100
Rasidpur	1961	+	4 520
Kailas Tila	1962	+	4 070
Titas	1962	+	3 700

39. Bazinul Assam

Bazinul Assam (fig. 32-78), situat în nord-estul Indiei, se întinde de-a lungul unei depresiuni situate în valea Fluviului Brahmaputra. Acest bazin este separat de Bazinul Bengal, situat mai la sud, prin masivul muntos Shillong și lanțul Munților Barail. În partea de nord el este încadrat de marele

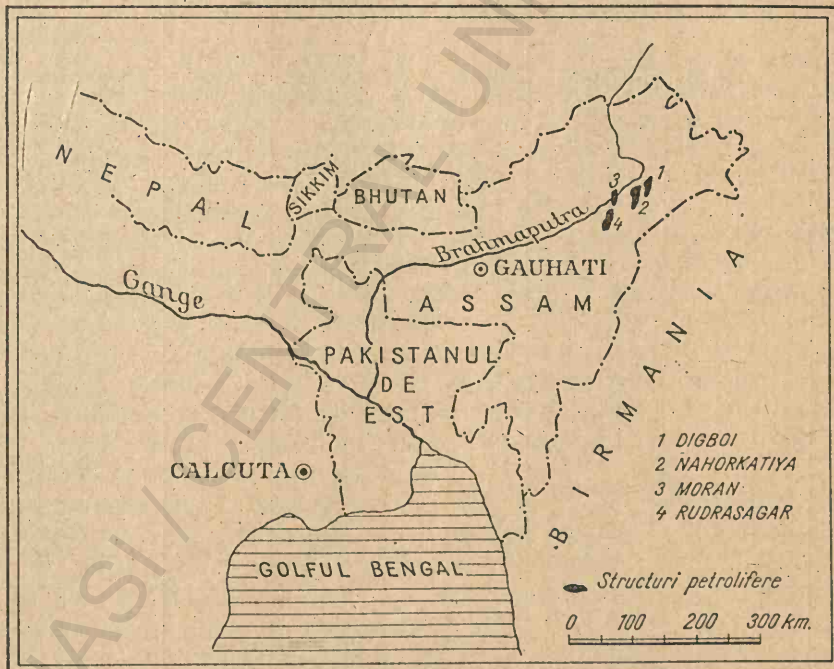


Fig. 158. Structurile petrolifere din partea de nord est a Indiei.

Profilul stratigrafic sumar al părții de sud-est a bazinului petro-gazeifer Assam

Sistemul	Seria	Grupul	Formațiunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m	Capacitatea petro-gazeiferă
Cuaternar	Pleistocen	Dehling		Pietrișuri cu intercalații subțiri de argile și nisipuri grosiere.	600—900	
				Discordanță		
Neogen	Pliocen		Mamsang	Gresii pestrițe fine și grosiere, conglomerate și pietrișuri cu strate subțiri de cărbuni și argile.		
			Formațiunea argilelor Girujan	Argile albastrii și pestrițe, cu unele intercalații de gresii.	1 000—1 860	
	Miocen	Tipam	Formațiunea gresiilor Tipam	Gresii grosiere feruginoase, în spărtură proaspătă de culoare verde, în spărtură expusă, de culoare brună, cu intercalații de conglomerate și argile compacte, pestrițe.	750—2 400	Numeroase manifestări de petrol, la suprafață. Principalul orizont petrolifer îl formează gresiile de Digboi, de pe structura cu același nume, unde s-a stabilit următoarea succesiune locală: Gresia de Hansapung; Argilă de Bappapung; Gresia de Bappapung; Gresia pestriță de Digboi superior; nisipuri petrolifere de Nahor; argilă pestriță inferioară; Grupul de nisipuri petrolifere Digboi
				Discordanță		
		Surma		Alternanță de argile stratificate, gresii și conglomerate. Pe alocuri seria Surma lipsește.	0—600	

Tabelul 69 (continuare)

Sistemul	Seria	Grupul	Formațiunea	Scurta caracterizare litologică	Grosimea, m	Capacitatea petro-gazefieră
Paleogen	Oligocen	Barail	Tikak-Parbat	Discordanță Alternanță de gresii, șisturi argiloase carbunoase și carbuni.	300—600	Nisipuri petrolifere pe structurile Nahorkatiya și Moran.
			Baragolai	Gresii cenușii, gresii albastrii cu intercalații de carbuni.	2 700	
			Naogaon	Strate subțiri de gresii fine, bine stratificate, argile și șisturi carbunoase.	900—1 000	
	Eocen	Disang		Argile cenușii închise cu intercalații de gresii fine, compacte.	3 300	

edificiu al Himalaiei, la sud-est de anticlinoriul Naga este limitat de un șir de dealuri de pe versantul văii fluviului Brahmaputra, formate de fundament precambrian.

În partea centrală a bazinului este o vastă ridicare îngropată — Masivul de Mijloc — care este o prelungire estică scufundată a Masivului Shillong. Acest masiv are o cuvertură de depozite groasă de circa 6 000 m, ce stă probabil pe formațiuni mai vechi și este separat de părțile marginale ale bazinului prin depresiuni înguste și adânci și printr-un sistem de șariaje și de falii inverse, care sînt mai dezvoltate pe marginea de vest a bazinului.

În profilul seriilor sedimentare care umplu Bazinul Assam, Pleistocenul și Pliocenul sînt formate predominant de pietrișuri și conglomerate, iar în Neogen predomină argilele și gresiile (tabelul 69). În partea de nord a bazinului se presupune prezența depozitelor mezozoice și paleozoice superioare.

În prezent, în limitele acestui bazin se cunosc două tipuri de zone de acumulare de petrol și gaze: 1) un tip caracterizat prin zone de cute solzi faliat, răspîndite în părțile marginale ale bazinului (în regiunea Naga din India), în care se află structura Digboi — un anticlinal asimetric, faliat, cu flancul vestic foarte înclinat — și; 2) un tip legat de zone de brachianticlinale oblice îngropate sub cîmpia aluvionară a fluviului Brahmaputra.

Partea centrală a bazinului, ce corespunde ridicării de mijloc îngropate, apare în prezent, ca avînd cea mai mare perspectivă. Aici sînt structurile Nahorkatiya și Moran afectate unor brachianticlinale oblice, îngropate și compartimentate în o serie de blocuri.

În tabelul 70 se dau structurile petro-gazeifere descoperite pînă în prezent în Bazinul Assam.

Tabelul 70

Structurile petrolifere din nord-estul Indiei (Bazinul Assam)
(C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		Adâncimea medie a sondelor, m
		Miocen	Oligocen	
Digboi	1890	+	+	1 200—1 520
Nahorkatiya	1953	+	+	3 300
Morān	1956	+	+	3 650
Rudrasagar	1961	+	+	3 750

40. Bazinul Cambay

Bazinul Cambay (fig. 32-79), situat pe versantul de vest al Platformei Hindustan, se întinde pe litoralul golfurilor Kutch și Cambay (fig. 160). În limitele lui au fost delimitate două depresiuni. Cele două depresiuni — Kutch și Cambay — se prezintă ca niște grabene separate de regiunile vecine prin ridicările Kutch și Kathiavar și sînt umplute cu depozite mezozoice și terțiare. În ele au fost puse în evidență o serie de ridicări platformice.

În anul 1957, în acest bazin s-a descoperit structura Cambay (fig. 159) în care s-au dovedit productive de gaze Eocenul, Oligocenul și un orizont de șisturi bituminoase fisurate, din baza Miocenului. La nord de structura Cambay, în anul 1960 a fost descoperită structura Anklesvar, unde s-au dovedit productive gresiile Eocenului.

În zona Ahmadabad, din partea de nord a bazinului, au fost puse în evidență structurile: Dholka, Bereja, Sanand, Wavel, Kalol și Mehsana. S-au executat foraje pe structurile Wavel, Sanand și Kalol și au fost întîlnite cîteva orizonturi petrolifere. Pe structura Sanand — prin sonde de 1 200 m adîncime și pe structura Kalol — prin sonde de 1 400 m adîncime s-a întîlnit petrol și gaze în cărbunii fisurați ai Eocenului și deasupra acestora,

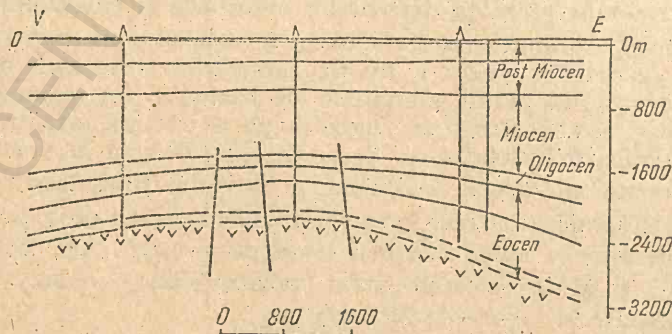


Fig. 159. Secțiune transversală prin structura Cambay.

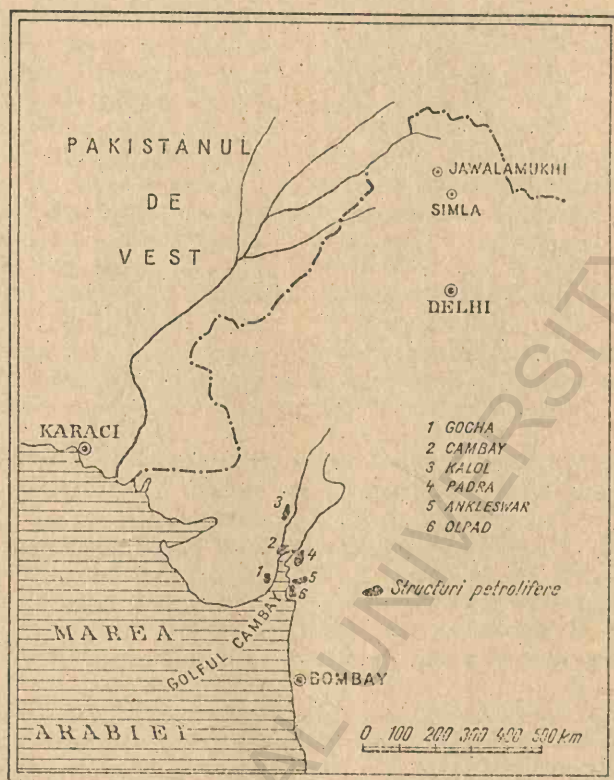


Fig. 160. Structurile petrolifere din partea de nord vest a Indiei.

în nisipuri. La sud de Anklesvar, au fost descoperite structurile Olpad și Kosamba, iar la nord de Anklesvar a fost descoperită structura Dadhal. În urma forajelor făcute s-au descoperit gaze în Miocen, pe structura Olpad.

41. Bazinul Irrawaddy-Andaman

Bazinul Irrawaddy-Andaman (fig. 32-105) se situează în estul Peninsulei Indochina. În limitele lui este accesibilă studiului numai partea lui de nord, Depresiunea Irrawaddy, care se află pe teritoriul Uniunii Birmane și se deschide înspre sud spre Insulele Andaman (fig. 161).

În partea de est, bazinul este delimitat de Masivul Shan, în vest de edificiul arcului Burma-Iawa, care se întinde de la nord, din Arakan-Yoma, spre insulele Andaman și Nicobar și se continuă spre Insulele Mentawai, care se situează la sud de insula Sumatra. La est, bazinul este delimitat de un sistem de cute dispuse linear și orientate nord-sud.

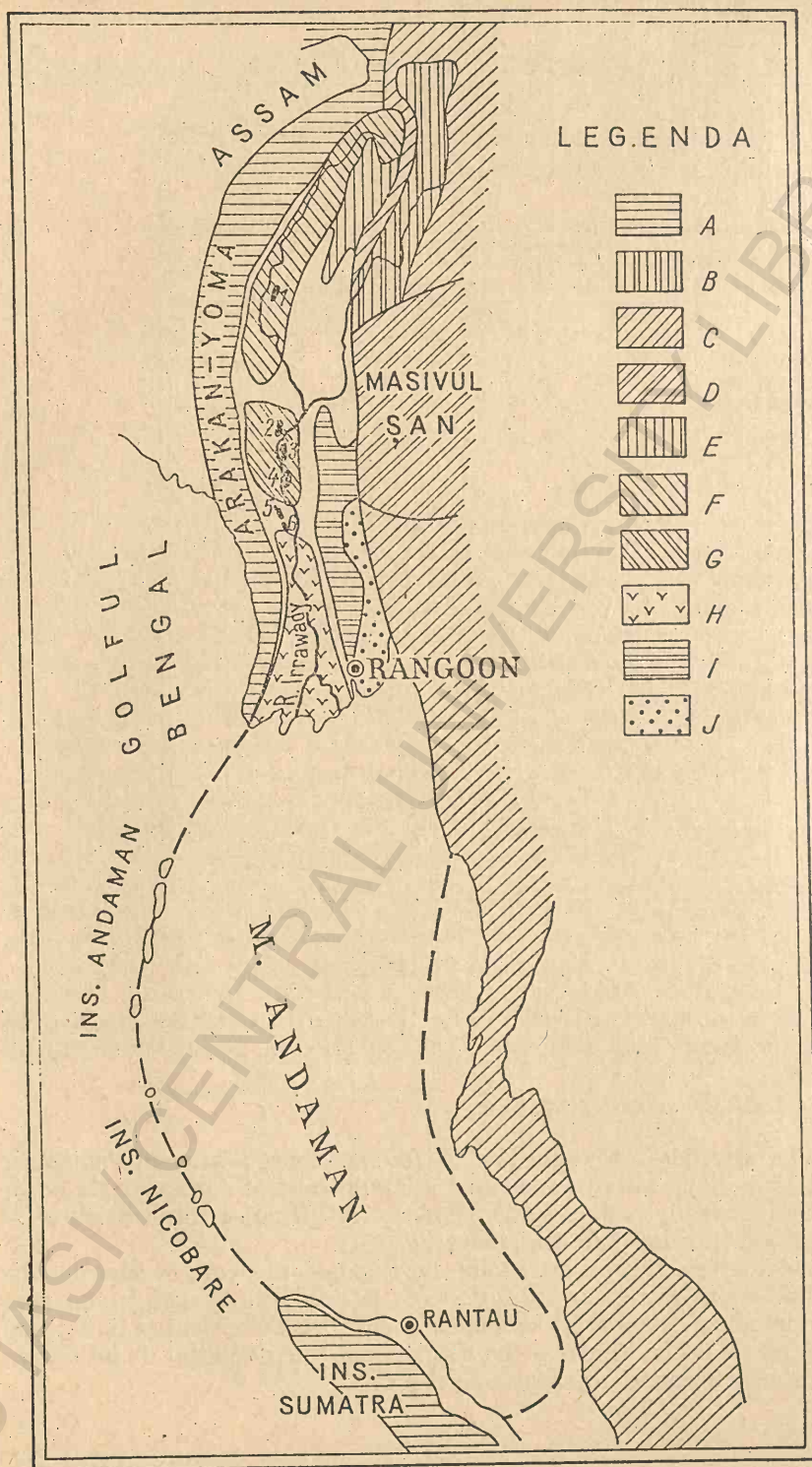


Fig. 161. Bazinul Irrawaddy-Andaman:

Încadrările bazinului; 4 - regiuni muntoase de cutare cainozoică; B - sînclinoiu compus din depozite tinere; C - regiuni muntoase de cutare mezozoică; D - masivul mijlociu din interiorul cutării mezozoice Șan; Rîdici și depresiuni din interiorul bazinului; E - ridicare accidentată de depozite paleogene; F - Depresiunea Chindwin; G - Depresiunea Nînbu; H - Depresiunea de deltă; I - anticlinoriul Pegu-Yoma J - Depresiunea Sittang; Structuri: 1 - Indaw; 2 - Yenangyai; 3 - Chauk; 4 - Yenangyaung; 5 - Minbu; 6 - Padaukpni.

Partea sudică a bazinului, care se deschide în direcția Mării Andaman, este o depresiune nu prea mare, în care este cuprinsă extremitatea de nord a Insulei Sumatra. În partea de sud, bazinul este delimitat convențional pe direcția presupusei ridicări îngropate din regiunea strîmtorii Malacca, în apropiere de edificiile muntoase ale Insulei Sumatra și ale Peninsulei Malacca.

Bazinul Irrawaddy-Andaman, a cărui zonă axială scufundată este deplasată spre vest, este, în general, separat de edificiile muntoase cu care se învecinează prin fracturi mari. Jumătatea nordică (birmană) și partea de vest a bazinului sînt împărțite de ridicări transversale în trei depresiuni: nordică — Chindwin, centrală — Minbu și sudică sau de deltă, în care sînt o serie de cute anticlinale, în general faliat și în cea mai mare deversate spre est.

În partea de est a Depresiunii Irrawaddy, se distinge o zonă de dealuri formate din roci eruptive și marea zonă anticlinală Pegu-Yoma formată din depozite miocene și separată de marginea de est a bazinului prin zona de falii Sittang.

Partea centrală din nordul Bazinului Irrawaddy-Andaman este situată în zona de curbare bruscă, dinspre est spre sud, a zonei Alpino-Himalaiene. Către nord-est, la izvoarele fluviilor Chindwin și Irrawaddy se distinge un șir de depresiuni nu prea mari, separate de partea principală a bazinului prin proeminențele unor depozite ce iau parte la formarea fundamentului.

În nordul părții de vest a bazinului, depozitele terțiare au cele mai mari grosimi, ele atingînd 12—15 mii de metri, iar sectorului de sud al acestei părți a bazinului îi corespund zonele de mare adîncime din vestul Mării Andaman.

Partea de est a bazinului se prezintă ca un versant vast și cu o tectonică complexă, fiind formată din cute înclinate și deversate în direcția Masivului Shan; cuvertura sedimentară este cu mult mai subțire în comparație cu aceea din partea de vest a bazinului.

Cuvertura formată de depozitele terțiare din partea de nord a bazinului atinge de asemenea grosimi mari și este formată, în cea mai mare parte, din depozite argiloase și grezoase (tabelul 71). Ca roci mame de petrol se consideră argilele de Tabyin, Padaung și Pyawbwe, iar gresiile din Oligocen și Miocen sînt buni colectori.

Manifestări de petrol și orizonturi petro-gazeifere se cunosc, pe scară stratigrafică, începînd de la Eocenul mediu și pînă la partea inferioară a Miocenului. Principalele orizonturi petro-gazeifere ale Bazinului Irrawaddy-Andaman se găsesc în Oligocen și în Miocenul inferior din seria Pegu. Rezervoarele, care au caracter stratiform, sînt formate în general din gresii, ce au grosime de la 3—15 m. Orizonturile productive, în număr de 50, sînt întîlnite între 100 și 1 800 m, iar debitele zilnice ale sondelor variază de la 100—150 kg pînă la 130—140 t.

În Depresiunea Irrawaddy, structurile petrolifere sînt legate de cute anticlinale asimetrice, cu flancul vestic slab înclinat și cel estic foarte înclinat și compartimentat, de o serie de falii transversale, în mai multe blocuri tectonice. Multe din aceste cute sînt însoțite de vulcani noroioși, de obicei

Tabelul 71

Profilul stratigrafic sumar al părții de nord a Bazinului Irrawaddy-Andaman

Seria	Grupul	Forma- țiunea	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Capacitatea petroliferă
Pliocen.	Irra- waddy		Nisipuri grosiere feruginoase și pietrișuri cu intercalații de argile și local de tufuri.	Peste 3 000	

Discordanță

Miocen	Pegu	Obogon	Alternanță de gresii și argile. În partea de sud în facies marin; în partea de nord în facies continental. Intercalații de conglomerate.	Pină la 1 000	
		Kyauk- kok	Gresii cu intercalații de argile cenușii. În partea de nord, intercalații de pietrișuri.	Pină la 1 500	Gresiile din bază sint petrolifere pe structura Yenangyaung.
		Pyawb- we	Argile cenușii cu intercalații de gresii grosiere. În nord, argile pestrițe, gresii și pietrișuri.	Pină 1 000	Intercalațiile de gresii sint petrolifere pe structurile principale.

Discordanță

Oligocen.	Pegu	Okhmin- taung	Gresii cu intercalații de argile și lumachelle.	0— 1 500	În depresiunea centrală, gresiile sint petrolifere.
		Padaung	Argile cenușii, în bază alternanță de gresii și argile.	600— 1 000	Gresiile sint petrolifere.
		Shwez- etaw	Alternanță de gresii și argile. În nord, intercalații de cărbuni.	700— 1 200	Gresiile sint petrolifere pe structura Yenangyat.
Eocen	Superior	Yaw	Argile albastrii cu intercalații de calcare, gresii, conglomerate.	300— 700	
		Ponda- ung	Gresii verzui cu rare intercalații de argile cenușii-albastre, uneori roșii.	Pină la 2 000	Manifestări de petrol în Depresiunea Chindwin

Tabelul 71 (continuare)

Seria	Grupul	Formațiunea	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Capacitatea petroliferă
Eocen	Mediu	Tabyin	Argile galben-verzui, cu intercalații de gresii și strate subțiri de cărbuni.	1 300	Manifestări de petrol în Depresiunea Chindwin.
	Inferior	Tilin	Gresii cu intercalații de argile. În sud sub facies marin, în nord sub facies continental.	0— 1 500	
Paleocen		Laung-he	Argile cenușii închise, bine stratificate.	2 700 3 600	
		Paung-gyi	Conglomerate și gresii grosiere, discordante pe șisturi metamorfice și filite a căror vîrstă nu este determinată	600— 1 200	

întîlniți în zona de boltă. Principalele structuri petrolifere din Bazinul terțiar Birman sînt în depresiunea centrală (Minbu). Cea mai mare parte a structurilor sînt situate pe marginea de est a depresiunii, unde se disting cîteva zone anticlinale de acumulare de petrol și gaze. De una din aceste zone, situată la circa 20 km est de zona axială a depresiunii, sînt legate structurile: Sabe, Yenangyat, Chauk-Lanywa, Yenangyaung. Mai la est de această zonă sînt încă cîteva cute anticlinale dispuse linear. La 30—50 km sud de Yenangyaung, oarecum dispusă în culisă, față de zona sus menționată, este zona anticlinală Minbu, în limitele căreia se găsesc de asemenea cîteva structuri (Minbu, Pyaye, Pădaukpin).

Cuta anticlinală Yenangyat-Sabe, pe care au fost săpate, încă cu mulți ani în urmă, puțuri de mică adîncime, este asimetrică, cu flancul vestic slab înclinat și cu cel estic foarte mult înclinat. Aci se exploatează petrol din lentilele nisipoase ale seriei de Pegu.

În prezent, din punct de vedere al exploatării interesează în special structurile Chauk-Lanywa și Yenangyaung.

Chauk-Lanywa nu reprezintă decît sectoare ale uneia și aceleași structuri împărțită de albia fluviului Irrawaddy.

Structura Chauk (fig. 162) se situează în capătul de sud al lanțului de cute de la Yenangyat și se prezintă din punct de vedere

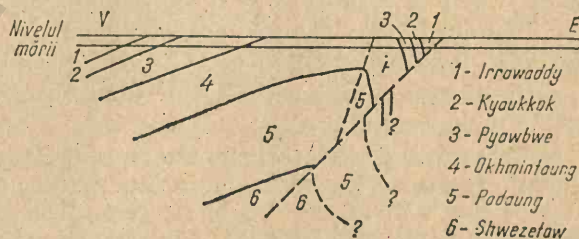


Fig. 162. Secțiune transversală prin structura Chauk (Birmanian).

tectonic ca o cută anticlinală asimetrică faliată, cu flancul vestic (cel mai productiv) ușor deversat spre est. De asemenea s-a dovedit bine productiv și blocul de la sud de fală cea mai sudică, tot din nisipurile seriei de Pegu. Caracteristic pentru zăcămintele din gresiile formațiunii Padaung, în afară de variațiile laterale de facies, este expandarea marcantă a cupolei de gaze și înaintarea apei în timpul exploatării, concluzii trase din cele peste 1 000 de sonde forate.

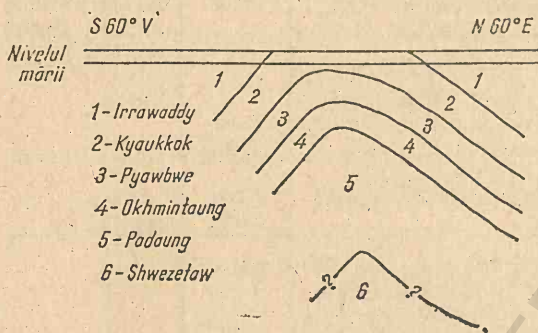


Fig. 163. Secțiunea transversală prin structura Yenangyaung (Birmania).

Cută anticlinală asimetrică Lanywa, cu flancul vestic puțin înclinat, iar cu cel estic aproape vertical, situată la nord de Chauk, a fost exploatată pe o porțiune subriverană prin sonde forate dirijate (care la adâncimea de circa 900 m au o deviere de 40°). Aici se exploatează gresiile formațiunii Padaung, fără să se fi întâlnit toate nisipurile

productive din sud, de la Chauk; aceasta datorită, în parte, variațiilor de litofacies.

La 50 km sud de Yenangyat este structura Yenangyaung (fig. 163), una din cele mai importante din Birmania, de a cărei exploatare prin puțuri de mică adâncime se vorbește mai înainte de anul 1850. Structura Yenangyaung este o cută anticlinală puțin asimetrică, flancul vestic având înclinări de 50°, iar cel estic de 40°, acesta din urmă fiind compartimentat de o serie de falii. Pe această structură sub seria de Irrawaddy, urmează seria Pegu, despărțite una de cealaltă de un strat subțire de marnă roșie.

În depozitele Kyaukkok și Pyawbwe (Miocen), Okhmintaung și Padaung (Oligocen) din seria de Pegu sînt o serie de nisipuri și gresii petrolifere, intercalate între marne și argile. Zonele dovedite petrolifere prin cele peste 4 000 de sonde sînt situate în zona axială a anticlinalului, în nisipurile superioare, și pe flancul estic al cutoi, în nisipurile inferioare, ce au o mare boltă de gaze.

Petrolurile din Depresiunea Irrawaddy, a căror greutate specifică este de 0,81—0,83, sînt parafinoase și au un conținut mare de rășini.

Pe marginea de vest a Depresiunii Minbu este structura Yenamma legată de un monoclin.

În partea de vest a bazinului se află Depresiunea Chindwin cu o tectonică foarte complicată, pe a cărei margine estică sînt mai multe anticlinale și brachianticlinale. De un brachianticlin al asimetric, al cărui flanc vestic are o înclinare de 10°—15°, iar cel estic de 50—65°, este legată structura Indaw. Orizonturile petrolifere ale acestei structuri sînt cantonate în nisipurile de la partea superioară a seriei Pegu, care sînt întâlnite prin foraje

la 250—350 m adâncime, iar sub acesta sînt nisipuri gazeifere cu presiuni mari.

La sud de Yenangyaung, pe flancul de nord al unei cute anticlinale asimetrice, cu flancurile foarte înclinate, se află exploatarea de la Minbu, unde prin sonde de mică adâncime se exploatează nisipurile Pyawbwe. În sud, aceste nisipuri apar la suprafață, iar la nord sînt protejate de un dop de falt.

La sud de cuta anticlinală Minbu, de-a lungul unei falii care înclină spre vest, argilele Padaung încalcă peste gresiile și argilele Kyakkok și Pyawbwe, ce sînt aproape verticale și în care sînt cantonate obiectele principale de exploatare din cuta faliată de la Palanyon.

La sud de Palanyon, la est de falia principală, este mica cută anticlinală de la Yethaya, unde sînt numeroși vulcani noroioși, dintre care unii au conuri ce ating pînă la 30 m înălțime. Prin sonde de mică adâncime, de pe această structură s-a obținut o producție mică. La sud de cuta Yethaya sînt o serie de mici șantiere petrolifere pe cutele de la Yenamma și Padaukpin, care dau o producție mică din Oligocen, iar la sud de aceasta, la Pyaya, sînt mari zăcămintele de gaze. În 1965 au fost descoperite două structuri petrolifere: Taunggyigwe și Myanaung.

În Insulele Ramree, Chebuda și Baronga de pe coasta Arakanului, unde sînt numeroase iviri de petrol, există mici exploatări, prin sonde de mică adâncime și puțuri de mină.

În dezvoltarea industriei de petrol din Bazinul terțiar Birman se pot deosebi 3 etape:

Prima etapă, pînă la 1902, se caracterizează printr-o creștere lentă a producției.

În etapa a doua, 1902—1947, a avut loc o dezvoltare a industriei de petrol și o creștere a producției de petrol, în principal pe seama structurii Lanywa.

Etapa a treia privește perioada de la 1947 și pînă în prezent. În prima parte a acestei etape, activitatea de explorare a fost mult încetinită din cauza războiului și a fost reluată după 1947. După 1946, au început să fie repuse în exploatare o serie de sonde vechi, abandonate. În același timp, o preocupare de seamă a fost descoperirea de noi structuri, în care scop s-au făcut prospecțiuni și s-au forat sonde de explorare.

În 1957, s-au făcut prospecțiuni seismice în delta riului Irrawaddy, și s-a forat în deltă, la Kyaiklat, dar fără rezultat. A fost reluat forajul pe structura Ondwe, la sud de Yenangyaung, pe care între 1912—1927 s-au forat 4 sonde, care au întîlnit numai slabe indicații de petrol și de gaze. În două sonde săpate în 1957 și 1958 au fost întîlnite numai gaze.

În ultimii ani s-au mai forat sonde de explorare la nord de Ondwe, la Yedwet, la nord de Rangoon, la Tharrowaddy și la sud de Rangoon, la Dedaye și Kyun Nyogyi, dar pînă în prezent nu s-a obținut încă producție.

În prezent activitatea de exploatare se desfășoară pe structurile Chauk, Lanywa, Yenangyaung, Minbu, Palanyon și pe lîngă aceasta are loc o activitate de explorare în extindere pe structura Yenangyaung.

Tabelul 72

Principalele structuri petrolifere din Birmania

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare			Adâncimea medie a sondelor, m
		Oligocen	Miocen inferior	Miocen mediu	
Yenangyaung	1887	+	+		1 670
Yenangyat-Sabe	1893	+	+		500—700
Indaw	1918		+	+	
Chauk		+			1 520
Lanywa	1927	+			900

Cele mai importante structuri petrolifere din Birmania, pe care s-a desfășurat sau se desfășoară o activitate de exploatare, anul descoperirii, obiectele de exploatare și adâncimea medie a sondelor sînt date în tabelul 72.

Tabelul 73

Profilul depozitelor sedimentare din partea de nord a Sumatrei

Seria		Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea aproximativă, m
Pliocen		Argile, nisipuri și gresii.	1 500
Miocen	Superior	Nisipuri, argile și nisipuri.	1 100
	Mediu-inferior	Gresii-argile.	6 000
Eocen		Calcare și brecii.	800

Partea de sud a Bazinului Irrawaddy-Andaman. În prelungire spre sud, Bazinul Irrawaddy-Andaman ocupă o parte nu prea mare din nordul Insulei Sumatra, unde profilul stratigrafic al seriilor sedimentare are o grosime cuprinsă între 7 500 și 9 400 m și cuprinde intervalul stratigrafic Eocen-Pliocen, a cărui sumară descriere este dată în tabelul 73.

În această parte a bazinului, pe o zonă îngustă, de-a lungul coastei, din 26 de structuri explorate, grupate în mai multe zone de acumulări, numai 12 au avut producție și dintre acestea aproape numai jumătate sînt considerate ca structuri principale.

Structurile principale, în ordinea producției date, sînt: Rantau, Perlack, Derat, Ted-Said, Ser. Djaja și P. Soesoe. Aceste structuri sînt legate de cîte anticlinale compartimentate. Obiectele de exploatare sînt formate de complexe nisipoase ale Miocenului superior, întîlnite pe diferite structuri de la adâncimea de 50 m (Perlack) pînă la 1 264 m (Ser. Djaja). Numai la Derat

și Tel Said se exploatează Miocenul mediu. Aceste complexe petrolifere variază ca grosime de la 3 la 30 m și sînt separate de intercalații de marne de diferite grosimi. Astfel pe structura Rantau, care este cea mai importantă, sînt 11 complexe productive, cuprinse între 290 și 800 m adîncime, fiecare avînd cîte o boltă de gaze, mai mult sau mai puțin dezvoltată.

Printr-o serie de foraje de explorare, sub seria complexelor productive cunoscute s-a întîlnit numai marnă, pe o grosime de circa 1 400 m.

Tabelul 74

Principalele structuri petrolifere din partea de nord a Insulei Sumatra

Structura	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m	Structura	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m
Telaga Said			Pulu		
D.K.G.	1893	64—219	Pandjung	1928	500—732
Derat	1899	650	Djrajeu	1929	765—790
Perlack	1900	49—670	Rantau	1929	318—780
P. Soesoc	1917	700	Gebang	1936	860—1 055
Seranga Djaja	1926	1 085—1 264	P. Tabuhan	1937	1 008—1 070
Pangkalan					
Susu	1927	437—640	Pace	1937	765—790

În tabelul 74 sînt indicate structurile din partea de nord a insulei Sumatra, care se situează în extremitatea de sud a Bazinului Irrawaddy-Andaman.

42. Bazinul din Sumatra centrală (fig. 32-107)

În acest bazin, în care Terțiarul are o grosime de circa 3 000 m și de feră de cel din bazinul din partea de nord a insulei, explorările au fost mul îngreuiate, din cauza mlaștinilor. Intensele explorări făcute au dus la descoperirea unor structuri, dintre care cele mai importante sînt Doeri și Lirik unde se exploatează ca și pe celelalte structuri din Miocenul inferior (tabelul 75)

Tabelul 75

Structurile petrolifere din Bazinul Sumatrei Centrale

Structura	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m	Structura	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m
Lirik	1939	488	Bekasap	1955	761
Doeri	1940	183	Malek	1956	—
Sago	1940	540	Nord Pulai	1957	548
Sebang	1940	305	Andan	1958	—
Ukuil	1940	548	Sud Pulai	1958	548
Minas	1944	732	Central Pulai	1961	548
Pungut	1951	855	Pondok	1961	—
Katobatak	1952	1 400			

Tabelul 76

Profilul stratigrafic sumar al depozitelor terțiare din regiunile petrolifere
ale insulei Sumatra

Seria	Subdiviziuni litologice				Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	
	Partea de sud-est a insulei	Grosimea maximă, m	Partea de nord-est a insulei	Grosi- mea maximă, m		
Pleistocen				Seria tufuri- lor JOB		Depozite tufacee.
Pliocen	Seria	Complexul superior	1 600	Seria Djulurajeu	1 750	Gresii și argile plastice. În complexul Palembang-supe- rior, depozite tufacee, mai rar argile albastrii de tipul caolinitelor.
	Palem- bang	Complexul mediu	600	Seria Seurulea	174	Gresii cu intercalații de argile și conglomerate. În comple- xul Palembang mediu pre- domină șisturile grezoase și strate cu cărbuni. În seria Seurulea și în Palem- bang mediu se cunosc ori- zonturi slab petrolifere.
		Complexul inferior	2 000	Seria Keutapang	1 900	Gresii calcaroase-argiloase, conglomerate. În seria Keu- tapang și în complexul in- ferior al Palembangului pre- domină gresiile și argilele albastre-verzui ce conțin principalele orizonturi pe- trolifere.
Miocen	Seria Telisa		Seria Borderklow (Șisturile inferioare sau Green- clay).	1 900	Argile cenușii omogene, slab stratificate, argile ciocolatii analoge argilelor seriei Teli- sa, dezvoltate în regiunea Djambi. Această serie con- ține forme de Globigerina, Rotalia, Robulus. În partea superioară, intercalații de gresii petrolifere.	
			Șisturi ne- gre.	2 200	Șisturi nisipoase, argiloase, micacee, negre, uneori albă- strui-cenușii, uneori brun- cenușii.	

Tabelul 76 (continuare)

Seria	Subdiviziuni litologice				Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic
	Partea de sud-est a insulei	Grosimea maximă, m	Partea de nord-est a insulei	Grosi- mea maximă, m	
Miocen			Șisturi micacee	1 200	Gresii micacee în alternanță cu gresii micacee argiloase, uneori glauconitice.
Oligocen			Marne	250	Șisturi marnoase cafenii-in- chise, roșii în partea supe- rioară. Pe alocuri calcare recifale.
			Gresii inferioare	200	Gresii cuarțoase slab cimen- tate, în bază conglomerate.

43. Bazinul din partea de sud a Insulei Sumatra (fig. 32-107)

Grosimea seriilor depozitelor terțiare din acest bazin atinge circa 10 000 m (tabelul 76), iar în unele regiuni, unde fundamentul pre-Terțiar este ridicat, grosimea lor, întâlnită prin foraje, se reduce foarte mult.

Din peste 100 de structuri anticlinale explorate, dintre care cele mai multe fac parte din anticlinorii bine conturate, numai jumătate s-au dovedit productive și dintre acestea 10 structuri au dat cea mai mare parte din producția bazinului.

Structurile sînt legate de cute anticlinale, în general asimetrice, compartimentate. Principalele structuri, situate la sud și vest de Palembang (Talang-Akar, Talang-Djirak, Benekat, Kloeang și Talang-Djimar), descoperite între 1914 și 1937, au ca obiecte de exploatare Miocenul inferior, ale cărui complexe petrolifere sînt întîlnite între 450—1 280 m adîncime. Aceste structuri sînt situate în apropierea ridicărilor fundamentului pre-Terțiar.

Structurile situate în zona centrală a acestui bazin ca: Tempino, Bandjoebang și Kenali-Asam, produc din Miocenul superior. Complexele productive pe aceste structuri sînt întîlnite între 350—1 230 m (tabelul 77).

În tabelul 77 se menționează o serie de structuri din acest bazin, anul descoperirii lor și adîncimea medie a sondelor pe fiecare structură.

44. Bazinul de pe coasta de nord a Insulei Djawa (fig. 32-107)

În Insula Djawa (Iawa) sînt cunoscute structuri petrolifere în bazinul de pe coasta de nord a insulei. Grosimea depozitelor terțiare în partea de nord-est și est a insulei atinge circa 7 000 m, iar în partea de vest 4 000 m (tabelul 78).

Tabelul 77

Structurile petro-gazeifere din sudul Insulei Sumatra

Structura	Anul descoperirii	Adâncimea medie a sondelor, m	Structura	Anul descoperirii	Adâncimea medie a sondelor, m
Babat	1901	30—320	Selo	1937	580
Karang Ringing	1903	48—366	Talang Djimar	1937	1 100—1 285
Sei Taham	1903	91—351	Meruo Senami	1938	732—810
Soeban-Djerigi	1905	397—764	West Tandjung		
			Miring	1938	1 290—1 540
Tg. Luntar	1912	672—855	Gunung Kemala	1938	1 890—1 930
Kloeang	1914	702—794	Tandjung Tiga	1940	1 340—1 405
Talang Akar					
Pendopo	1922	586—855	Radja	1940	1 985
Badjoebang	1927	822—1 005	Keban	1941	360—550
Limau	1928	1 360—1 635	Kruh	1941	1 008
Talang Djirak	1930	275	Betun	1949	1 985
Kenali Asam	1931	351—1 230	Deras	1951	1 830
Tempino	1931	589—825	West Prabumlik	1953	1 450—1 720
Benakat	1933	458	Abab	1957	1 830
Mangundjaja	1935	183—671	Sungai Gelam	1958	418—1 935
Setiti	1936	565—601			

În partea de vest a bazinului, cu toate că s-a desfășurat o intensă activitate de explorare, numărul structurilor petrolifere descoperite (la est și sud-est de Djakarta) este foarte mic și ele sînt de mică importanță.

În partea de est a bazinului, din peste 50 de structuri explorate sînt petrolifere mai mult de jumătate. Cele mai importante sînt situate la vest de Surabaya, pe o direcție aproximativ est-vest.

Structuri petrolifere importante, descoperite pînă în anul 1900 sînt: Lidah, Semanggi, Dandangilo și Ledok, iar cele descoperite după 1900, sînt: Nglobo, Kawengan și Kroeka. Din punct de vedere tectonic, aceste structuri sînt niște anticlinale asimetrice faliat și cu o tectonică complicată în adîncime. Sondele amplasate pe Pliocenul marno-argilos traversează Miocenul format dintr-o alternanță de nisipuri, gresii și marne cu globigerine.

Obiectele de exploatare sînt cantonate în Miocen, între 90—1 000 m adîncime. Apele de zăcămint de pe structura Lidah, care are un conținut mare de iod, sînt exploatate în vederea extragerii lui. Sondele de explorare, care au forat sub orizonturile productive au întîlnit Miocenul în facies marnos pe o grosime de peste 3 000 m. În tabelul 79 sînt menționate cîteva dintre structurile mai cunoscute ale acestui bazin.

45. Bazinele Insulei Kalimantan (Borneo)

Pe Insula Kalimantan se disting trei bazine petro-gazeifere: Kalimantan de vest, Kalimantan de est și Barito (fig. 32-107).

Bazinul Kalimantan de vest, situat în cea mai mare parte în limitele Sarawakului și Brunei, este delimitat în sud și sud est de catene și lanțuri

Tabelul 78

Profilul stratigrafic sumar al depozitelor terțiare din partea de nord-est a Insulei Djawa

Seria	Subdiviziuni litologice				Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosime, m	
	Zona Surabaya și munții Kendeng		Zona orașului Rembang și Tjepu				
Holocen	Roci vulcanice tinere	Terasă superioară	Terasă superioară		Aluviuni și formațiuni tufacee.	300—650	
Pleistocen	Strate de Natupuro		Terasă superioară		Marne, argile și gresii cu mult material tufaceu.		
	Seria Kabu, Seria Putjangan (Tambacromo)		Seria Turi (Domos)		Nisipuri și gresii cu mult material tufaceu; argile albastre cenușii; marne cu intercalații subțiri de gresii.		
	Seria argilelor albastre (Malo)		Seria argilelor albastre (Malo)		În gresii-slabe manifestări de petrol.		
Pliocen	Calcare Keitik	Seria Kalibeng	Complexul sup.	Marne cu globigerine (orizontul Mundu)	Calcare Karen	Marne cu Globigerine, argile de culoare verde. În zona Surabaya formează principalul complex petrolifer. În seria Kalibeng apar adesea calcare recifale.	165—1 615
			Complexul inf.	Orizontul Ledok		Gresii glauconitice în plăci cu intercalații de marne cu Globigerine.	
				Seria Vonotjolo		Alternanță de gresii cu glauconit și marne verzui cu Globigerine. Intercalațiile de gresii sînt petrolifere. Pe structura Ledok, în această serie sînt 10 complexe petrolifere.	200—700
Miocen—							
Oligocen	Seria Kerek		Seria Rembang	Seria Ngrajung (partea superioară a calcarelor cu Orbitolina)	Seria Rembang	Argile și marne cu intercalații de calcare și gresii. Uneori apar calcare recifale. Intercalațiile de gresii uneori conțin petrol.	100—600
	Seria, Pelang			Partea inferioară a calcarelor cu Orbitolina		Argile și marne negre cu intercalații subțiri de calcare și gresii cuarțoase. Gresile conțin uneori petrol.	800—1 250
				Seria Kudjung		Marne cenușii închise și argile cu intercalații de gresii argiloase și de marne cu Globigerine. Slabe manifestări de petrol și gaze.	1 800

Tabelul 79

Structurile petrolifere de pe coasta de nord a Insulei Djawa

Structura	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m	Structura	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m
Ledok	1896	91—915	Kawengan	1926	534—823
Sudah-Kuldun	1896	150—406	Kroeka	1921	296—488
Nglobo-Semanggi-Banjasin	1897	110—1 100			

muntoase și de zonele adiacente lor, iar la nord și nord-vest se deschide în Marea Chinei de sud. Ridicările fundamentului sînt formate, în cea mai mare parte a bazinului, din depozite eocene, peste care urmează în serie normală depozite oligocene, neogene și cuaternare.

Oligocenul și Miocenul inferior sînt reprezentate mai ales printr-o serie argiloasă-nisipoasă, groasă de peste 5 000 m de-a lungul periferiei bazinului. Miocenul mediu și superior sînt constituite, la periferia bazinului, din gresii, care către centrul bazinului sînt înlocuite de argile, a căror grosime, pe alocuri este de circa 6 000 m. În general, la fel se prezintă și Pliocenul (tabelul 80).

Tabelul 80

Profilul stratigrafic sumar al depozitelor terțiare din regiunea de nord-vest a Insulei Kalimantan (Sarawak și Brunei)

Seria	Denumirile locale ale subdiviziunilor stratigrafice		Scurtă caracterizare litologică	Grosimea maximă, m
Pleistocen	Depozite aluvionare ale teraselor			
Pliocen	Seria Tutong	Orizontul Liang Orizontul Seria	Argile cu intercalații de gresii. De orizontul Liang, ca și de gresiile orizontului subjacent Miri, este legată capacitatea petroliferă a structurii Seria	Pină la 3 000
	Seria Belait	Orizontul Miri Orizontul Lambir Orizontul Cacus	Gresii în alternanță, în partea de nord a regiunii, cu argile șistoase. De orizontul Miri sînt legate complexele petrolifere ale structurii Miri.	Pină la 6 100
Miocen	Seria Setap	Orizonturi: Sibuti, Tangap, Nealau, Tabau, Batubora	În partea centrală predomină argilele șistoase, înlocuite prin gresii în partea periferică.	Peste 4 500
Oligocen	Seria Buan	Orizonturi : Biban Murat	Depozite argilo-nisipoase.	Pină la 2 000
Eocen	Seria Radjang	Orizonturi : Tatai Bavang Orizontul Belaga (Complexe : IV, III, II, I).	Gresii și șisturi argiloase. În Eocenul superior, pe margini, calcare recifale.	Circa 9 000

În partea litorală a bazinului, o mare dezvoltare au depozitele cuaternare marine.

Seriile sedimentare formează zone anticlinale relativ înguste, cu o tectonică complexă și separate de sinclinale largi. Cutele anticlinale sînt compar-

timentate de o serie de falii și de manifestări ale diapirismului condiționat de ridicarea seriilor argiloase plastice.

De depozitele terțiare, în special ale seriilor Belait și Tutong, sînt legate numeroase manifestări de petrol și gaze. Una dintre zonele anticlinale din extremitatea nord vestică a bazinului este o zonă de acumulare de petrol și gaze. În două cute anticlinale din această zonă sînt cantonate structurile Miri și Seria. În prima este productiv etajul Belait, iar pe cea de a doua și etajul Tutong, ai căror colectori sînt formați din nisipuri. În aceste structuri, intens compartimentate, predomină zăcăminte stratiforme ecranate tectonic.

Structura Miri, din Brunei, descoperită în anul 1911, este un anticlinal asimetric, foarte faliat, cu flancul sudic foarte înclinat și compartimentat. Obiectele de exploatare sînt cantonate în Miocenul mediu, format din argile compacte cu intercalații de nisipuri.

Structura Seria, din Sarawak, descoperită în 1928 prin prospecțiuni gravimetrice, este un anticlinal cu direcția NE-SV foarte faliat și care se prelungește dincolo de țarm, unde s-a extins exploatarea.

Miocenul superior, format dintr-o alternanță de nisipuri, argile nisipoase și argile, are între adîncimile 450—960 m, 8 complexe petrolifere.

Prin sonde de explorare, în Miocenul mediu, au fost întîlnite, pe o grosime de circa 900 m, încă 18 complexe petrolifere. La Jerudong, nord-est de structura Seria, care are o producție anuală de circa 5 milioane tone, a fost descoperit un zăcămint de petrol la o adîncime relativ mică.

În Sarawak, în regiunile de coastă, se fac explorări în regiunile Baligian și Suia.

Bazinul Kalimantan de est. În nord vest, acest bazin este delimitat de catene muntoase, la sud est — de zona de dezvoltare a depozitelor pre-terțiare și a rocilor efuzive, în est de catena Meratus, în nord se deschide în Marea Celebes, iar în sud se deschide în Strîmtoarea Makassar. Nu este exclus ca partea de nord și partea de sud să fie două bazine independente, separate de o serie de ridicări. În literatura de specialitate, partea de nord este cunoscută sub numele de regiunea Tarakan, iar cea de sud — regiunea Balikpapan.

Bazinul este umplut cu depozite eocene, oligocene și neogene. Orizonturile bazale ale depozitelor terțiare sînt predominant nisipoase și acoperite de serii groase, formate din marne, argile, gresii și calcare, care aparțin intervalului stratigrafic Eocen-Oligocen mediu sau chiar pînă la Miocen. Deasupra acestei serii, profilul stratigrafic este format, în general, din nisipuri groasere în care, pe alocuri, sînt și strate de cărbuni (tabelul 81).

Depozitele acestui bazin formează o serie de cute anticlinale cu o tectonică complexă, grupate în zone anticlinale. În acest bazin sînt petrolifere depozitele Pliocenului și Pleistocenului.

În nord sînt cunoscute 2 zone anticlinale de acumulare de petrol și gaze, nu prea mari ca întindere, formate din cute, uneori mai puțin compartimentate și cu flancurile slab înclinate: una pe insula Boenjoë, cealaltă în Tara-

Tabelul 81
Profilul stratigrafic sumar al depozitelor terțiare din partea de est a Insulei Kalimantan, din Tarakan și Boenjo

Seria	Subdiviziuni litologice			Grosimea m
	Ulu Sungai (zona structurii Tandjung)	Koetei (zona structurilor situate la nord de Balikpapan)	Zona insulei Tarakan	
Pleistocen	Depozite aluvionare de terasă			
Pliocen	Zona superioară : pietrișuri, nisipuri, argile.	Sedimente de deltă ale râului Mahakam : argile și gresii cu resturi vegetale	Stratele de Boenjo și stratele de Tarakan : nisipuri, argile cu intercalații de lignit. Grosimea 1 200—1 500 m. Petrol	Pe insula Boenjo 600
	Zona mijlocie : minerale grele (zircon și rutil).			
	Zona inferioară : hornblendă-epidot.			
	Complex petrolifer.			
Miocen	Stratele bazale cu petrol.	Complexul rocilor clastice	Predomină argile, cărbuni și gresii.	900—1 200
			Stratele de Balikpapan : gresii cu intercalații de argile și marne cu intercalații fine de calcare. Petrol.	
			Stratele de Palubalang : argile și marne cu intercalații de gresii	
			Seria Melait : gresii.	
Oligocen	Stratele de Naintupu.	Stratele Pamoluan : calcare marne, mai ales șisturi, compacte, gresii fin stratificate.	Stratele de Mesalai : marne.	200—300
Eocen	Stratele de Templan : calcare, șisturi calcaroase, gresii.	Stratele subiacente nu au fost descoperite de către sonde	Stratele de Selar : marne și calcare.	800—1 000
Eocen	Stratele de Tulit	Stratele de Tikun	Stratele de Su-djou	75—300

kan. Pe insula Boenjoe este productivă structura cu același nume, iar în Tarakan sînt 4 structuri, dintre care mai importantă este structura Pamoesian în care s-au pus în evidență 15 complexe petrolifere. În extremitatea de sud a bazinului sînt 2 zone de acumulare de petrol și gaze, legate de zone anticlinale.

Tabelul 82

Structurile petrolifere din Kalimantanul de est

Structura	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m	Structura	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m
Sanga-Sanga	1897	131—885	Sambodja	1910	40—1 340
Anggana-Muara	1902	116—975	Bunju	1930	615—2 390
Balikpapan					
(Klandasan)	1903	226—234	Tandjung	1938	765—1 310
Tarakan	1906	60—732	Sangatta	1940	500—1 280

În această parte a bazinului este situată marea structură Sanga-Sanga, legată de o cută anticlinală asimetrică, cu flancul vestic foarte înclinat și cu o tectonică complexă, ale cărei zăcămintе sînt stratiforme boltite și ecrante tectonic. În tabelul 82 se menționează structurile importante din acest bazin.

Bazinul Barito. Acest bazin este încadrat la est de catena Meratus, iar în vest de regiunea de dezvoltare a depozitelor pre-tertiare și terțiare, puternic dislocate, și a rocilor efuzive, care împreună cu catena Meratus separă Bazinul Barito de Bazinul Kalimantan de est. Acest bazin, umplut de depozite terțiare, ce au în partea lui centrală o grosime de circa 4 000 m, se prezintă ca o depresiune premontană a catenei Meratus. Marginea lui de vest este ca un monoclinal în pantă dulce, iar marginea de est, adiacentă catenei Meratus, este îngustă și dislocată, înspre ea depozitele sedimentare atingînd o grosime foarte mare. Atît pe marginea de est cît și în zona centrală a bazinului, sînt o serie de cute asimetrice, al căror flanc vestic este mai înclinat și încalecă de-a lungul unei falii. De una din aceste cute de pe marginea de vest, accidentată de intruziuni ale rocilor eruptive, este legată singura structură cu debite industriale cunoscută în prezent, Tandokin, unde se exploatează petrol din gresiile Eocenului.

46. Bazinul Taiwan

Acest bazin (fig. 32-102), a cărui parte terestră se situează în vestul insulei Taiwan, este încadrat în est de lanțuri muntoase ce ating înălțimea de 4 000 m.

Depozitele Terțiarului, care umplu acest bazin, au o grosime de circa 10 000 m; profilul stratigrafic sumar al lor este dat în tabelul 83 (după A. Schreiber).

Tabelul 83

Profilul stratigrafic al Terțiarului din Bazinul Taiwan

Vîrsta		Formațiunile geologice din:		Corelarea cu scară stratigrafică internațională
		Partea centrală a Taiwanului	Nordul Taiwanului	
Pleistocen		Formațiunea tinăra Erhchungchi	Toukoshan	Pleistocen
Neogen	Pliocen	Superior	Kanhsialiao Liuchungchi	Pliocen
		Inferior	Yunshuichi Niaotsui Chunlun	
			Chutouchi Maupu Ailiaochiao	Sarmațian și Tortonian
	Miocen	Superior	Yenshuikeng Tangenshan Changchiengkeng	Helvețian
		Mediu	Shuilikeng Takeng	Burdigalian
		Inferior	Tsukeng Wenshui	Aquitania
Paleogen	Oligocen Eocen	Falie Shuichanghiu Paileng	Falie Grupul Wulai (Urai)	Oligocen și Eocen (parțial)
Mezozoic	Fundamentul			

Paleogenul, gros de circa 5 000 m, este format din șisturi argiloase cenușii, în general puternic metamorfozate, în care sînt rare intercalații de gresii. Miocenul se caracterizează prin serii carbunoase și argilo-nisipoase. În general, seriile argilo-nisipoase cenușii sînt întîlnite și în Pliocen. Pliocenul superior și Pleistocenul sînt formate din argile nisipoase și gresii, iar la partea superioară din pietrișuri și conglomerate.

Depozitele terțiare formează o serie de cute anticlinale, în general înguste și cu flancurile înclinate (60°) și brachianticlinale, dispuse linear și compartimentate. De aceste cute anticlinale și brachianticlinale sînt legate o serie de structuri petrolifere și gazeifere, unele concentrate în partea de

nord-vest, în Depresiunea Hsinchu și unele în partea de sud est în Depresiunea Taichung.

În partea de nord vest a bazinului, unde au fost descoperite cele mai multe structuri, ca roci mame se consideră argilele de Taliao, Talu și Chinshui, precum și argilele de Shangfuchi-Hopai, în care sînt intercalate gresii. În această parte a bazinului au fost descoperite structurile petrolifere Chuh-nangkang (1861), Shatzechia (1954) și structurile gazeifere Chuturg, Chinshui (1913) și Tiehchenshan-Tunghsiav.

În partea de sud-vest se cunoaște structura petroliferă Chutouchi (descoperită în 1921) și structura gazeiferă Ninshan. Adîncimile sondelor variază de la 430 m (Shatzechia) la 4 460 m (Chinshui). Principalele orizonturi petro-gazeifere productive sînt legate de Neogen.

47. Bazinul Sî-ciuan

Acest bazin (fig. 32-99) este încadrat la nord-vest și nord-est de lanțurile muntoase Lu-Mîn-șan și Da-Ba-sen, la sud-est și sud-vest de munții Ba-Man-șan, Lu-Uș-an, Ôm-si-șan și de ridicarea Gui-Ci-jou.

Fundamentul bazinului este format din depozite precambriene, iar cuvertura sedimentară are o grosime care în diferitele depresiuni variază între 6 000 și 12 000 m, cea mai mare grosime fiind întîlnită în Depresiunea Sî-ciuan de vest, în a cărei parte centrală fundamentul este estimat, după datele prospecțiunilor geofizice, la circa 12 000 m adîncime. În această parte a depresiunii, sub cuvertura cuaternară au fost puse în evidență o serie de ridicări îngropate. În partea de est a Depresiunii Sî-ciuan de vest, în marea zonă Lun-Ciuan-șan, sînt trei aliniamente de cute anticlinale asimetrice, în general formate din depozitele Jurasicului superior și compartimentate de falii longitudinale (tabelul 84).

În limitele acestui bazin se disting următoarele depresiuni: Sî-ciuan de vest, Sî-ciuan Centrală, Sî-ciuan de est, Tzi-Lui-tzin, Cen-du, Pre-Da-lian-șan și marile ridicări Lun-Niui-ci și Vi-Iu-an. În limitele acestor depresiuni și ridicări prezintă importanță, în ceea ce privește capacitatea petro-gazeiferă, intervalul stratigrafic Paleozoic-Jurasic superior.

În Bazinul Sî-ciuan, legate de cele trei depresiuni, se pot distinge trei mari regiuni: 1) de vest, 2) centrală și 3) de est, care sînt diferite atît din punct de vedere tectonic cît și al rezultatelor de producție obținute pînă în prezent.

Regiunea de vest. În limitele acesteia sînt cuprinse zonele de cute anticlinale Pre-Lun-min-șan și Lun-Ciuan-șan și Depresiunea Cen-du dintre aceste zone.

În această regiune, pînă în prezent, nu se cunosc decît indicațiile de petrol legate de diferite formațiuni geologice, dar se consideră că ar prezenta importanță depresiunea Cen-du, unde ar putea să existe zăcăminte de petrol în seriile Mezozoicului care formează o serie de ridicări îngropate.

Regiunea centrală. În această regiune se disting două mari ridicări: Lun-Niui-si și Vi-Iu-an.

Profilul stratigrafic sumar al intervalului Paleozoic-Jurasic superior

Sistem, serie	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Observații
Jurasic superior	Partea superioară (subetajele Dean-tzai și Lean-Em-iao), formată dintr-o alternanță de argile, gresii și calcare. Partea inferioară predominant argiloasă, cu intercalații de calcare groase de zeci de metri (sub-etajul Dum-An-iao).	Subetajele Dean-tzai și Lean-Em-iao sînt productive de petrol în depresiunea centrală Si-ciuan.
Jurasic mediu inferior	Alternanță de gresii și argile negre cărbunoase, considerate ca roci mame de petrol.	În etajul Si-An-si (Jurasic mediu-inferior), au fost semnalate afluxuri de petrol în sonde, în depresiunile Si-ciuan de est, de vest și centrală.
Triasic-Permian	Alternanță de calcare fisurate cu argile și marne și uneori intercalații de gipsuri.	De calcarele Triasicului mediu din etajul Tzea-Lui-tzean și ale Permianului inferior din etajul Mao-Kou (structurile Șin-Din-șan și Ian-Gao-si) sînt legate principalele orizonturi de gaze. Debitele de gaze obținute din calcarele etajului Tzea-Liu-tzean au variat de la sute de mii m ³ /zi în Depresiunea Tzi-Lu-tzin pînă la câteva milioane m ³ /zi în Depresiunea Si-ciuan de sud. Din aceste calcare s-au obținut afluxuri de petrol și în Si-ciuanul central, iar pe structura Cean-Iun-ba, s-au dovedit bine productive de condensat.
Paleozoic mediu-inferior (Carbonifer-Cambrian)	Alternanță de calcare și gresii.	

Fundamentul precambrian

Ridicarea Lun-Niui-si, situată în partea de nord a regiunii, este formată din depozitele Jurasicului superior și se separă, printr-un sinclinal îngust, de zona de cute din Depresiunea Si-ciuan de est. Toate structurile din această regiune se situează pe versantele ridicării Lun-Niui-si, care are o cuvertură sedimentară de mare grosime și sînt legate de slabe boltiri de tip platformă în general de direcție est-vest. Pe versantul acestei ridicări sînt structurile petrolifere Nan-ciun, Lun-Niui-si, Pün-Lai-cijen, In-san, He-ciuan, Lou-Du-si.

Pe flancul nord-vestic al ridicării Lun-Niui-si, ce înclină în direcția Depresiunii Sî-ciuan de vest, sînt bine dezvoltate depozitele cretaceice, care formează o serie de boltiri slab înclinate. Ridicarea Vi-Iu-an, situată în sud, are flancul sudic foarte înclinat și îndreptat înspre Depresiunea Tzi-Lui-tzin, iar flancul nord slab înclinat. Pe această ridicare se reduce grosimea depozitelor paleozoice și mezozoice, la adîncimea de 2 300 m fiind întîlnite calcarele precambriene. În general, în regiunea centrală structurile petro-gazeifere sînt concentrate în bolta și pe versantele ridicărilor și sînt diferit orientate; excepție fac structurile Lou-Du-si și He-ciuan, extinse de-a lungul marginii de est a ridicării Lun-Niui-si, care e paralelă cu anticlinalul Hua-In-șan.

Obiectul principal de exploatare pe structurile de pe ridicarea Lun-Niui-si îl formează Jurasicul superior, ale cărui colectoare au o mare variație de litofacies și debitele variaza foarte mult pe aceeași structură. Pe structurile Lun-Niui-si și In-șan s-a obținut producție și din gresiile lentiliforme ale etajului Șa-Si-miao.

Prezintă perspective structurile de pe flancurile ridicării Lun-Niui-si și suprafața adiacentă Mulda-datzu, atît în ceea ce privește posibilitățile de existență a unor zăcăminte în gresiile Jurasicului inferior și mediu, cît și în calcarele masive din Triasic.

Regiunea de est. În limitele acestei regiuni se află depresiunile Sî-ciuan de est și Sî-ciuan de sud și sînt incluse, și depresiunile Tzi-Lui-tzin și Pre-Da-lian-șan. În Depresiunea Sî-ciuan de est sînt o serie de cute anticlinale, foarte înclinate, compartimentate, dispuse linear și separate de sinclinale largi. Aceste cute sînt formate din depozitele Mezozoicului mediu și inferior și chiar mai vechi.

În Depresiunea Sî-ciuan de sud sînt o serie de cute anticlinale de dimensiuni mici, cu flancurile slab înclinate. În partea centrală a acestei depresiuni este marea zonă anticlinată Cian-Iuan-ba-sin-lun-cian.

În Depresiunea Pre-Da-lian-șan sînt o serie de cute anticlinale formate din depozitele Permianului și ale Mezozoicului inferior.

Depresiunea Tzi-Lui-tzin este situată între ridicarea Vi-Iu-an și scufundarea sudică a zonei cutate a Sî-ciuanului de est. În această depresiune sînt o serie de brachianticlinale formate din depozitele Jurasicului superior. Aceste brachianticlinale, dispuse pe trei zone, au flancurile puternic înclinate și sînt compartimentate de falii longitudinale. Partea de nord-est, cea mai ridicată parte a acestei depresiuni, formată din depozitele Jurasicului superior, se prezintă ca o șea structurală.

În depresiunile Tzi-Liun-tzin și Sî-ciuan de sud și în partea de sud a Depresiunii Siciuan de est sînt concentrate mari structuri gazeifere legate de brachianticlinale sau domuri; Si-Iu-hou (fig. 164), Dun-si, Huan-Gu-ișan, Ian-Geo-si,

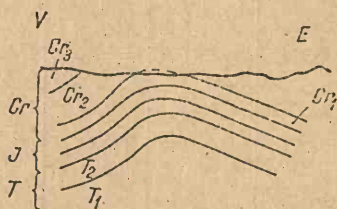


Fig. 164. Secțiune transversală prin structura Si-Iu-hou (Bazinul Si-ciuan).

Profilul stratigrafic sumar din Bazinul Ordos

Sistem	Serie	Etaaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Capacitatea petro-gazeiferă
Cuaternar			Loess	50—250	
Terțiar		Gu-ian	Predomină gresii și argile roșii cu intercalații de gips, care sint dezvoltate în vestul bazinului.	100—200 în vest, în Liu-Pan-san 2 000—7 000 m	Manifestări de petrol.
			Discordanță		
Cretacic		La sud-vest — etajul Diu-Pan-șan în centru etajul Bao-an.	Gresii roșii închise, cenușii, argile, marne, în bază — conglomerate	500—2 000	Manifestări de petrol
			Discordanță		
Jurasic	superior	An-din	Gresii și argile roșii cu intercalații de calcare. În bază argile negre, șisturi bituminoase.	50—600	
	mediu	Ci-jilo	Gresii și argile, în bază conglomerate.	150—450	
	inferior	Ian-an	Gresii, argile negre cu intercalații de cărbuni.	100—600	Manifestări de petrol
Triasic	superior	Ian-cian	Gresii cu intercalații de argile, șisturi bituminoase și cărbuni. Partea superioară a etajului Ian-cian uneori este separată în etajul Va-Io-pu.	1 000—1 800	Zăcămintele de petrol în gresii
		Si-Tzian-fen	Gresii roșii închise, mai rar verzui-cenușii și șisturi cu intercalații de conglomerate.	500—1500	
Permian	superior	Si-He-tzi	Șisturi argiloase cenușii-verzui și violet-roșii, și gresii cu intercalații de cărbuni.	100—700	Manifestări de petrol în gresii
	inferior	Șan-si	Șisturi argiloase cenușii închise cu concrețiuni de siderite și limonite; gresii cenușii deschise	40—60	
Carbonifer	superior	Tai-Iu-an	Gresii cenușii închise negre și șisturi cu intercalații de calcare și cărbuni.	20—400	Manifestări de petrol în gresii
	mediu	Ben-tzi	Calcare cenușii-verzui negre și alternanță de gresii și șisturi argiloase cu strate de cărbuni.	80	

Tzi-Liun-tzin, Șin-Dîn-șan, Huan-Tzin-cean, Den-Tzin-guan, Na-ți, Cean-Iuan-ba, Gao-Hu-din.

Principalele obiecte de exploatare sînt calcarele etajului Tzea-Lin-tzian (Triasic mediu) și cele ale etajului Mao-kou (Permian inferior).

Se consideră că pot prezenta perspective și Jurasicul inferior și mediu de pe unele ridicări ale depresiunilor Si-ciuan de sud și Tzi-Liun-tzin.

48. Bazinul Ordos

Acest bazin (fig. 32-90), situat în partea de nord a Platformei Chineze, este încadrat de proeminente ale platformei în nord, est și vest și de lanțuri muntoase ce aparțin edificiilor Tzin-lui și Nan-șan, în sud și sud vest. Fundamentul bazinului, format de cristalinel pre-Sinian, este estimat ca fiind la diferite adîncimi: în partea de est a bazinului la 2 000 m adîncime, iar în partea centrală a bazinului la 7 000 m adîncime.

Cuvertura sedimentară a bazinului, formată din depozite ale Paleozoicului, Mezozoicului, Terțiarului și Cuaternarului, are o grosime de circa 7 000 m, din care 4 000 m au depozitele Mezozoicului.

În tabelul 85 este dat profilul stratigrafic sumar al regiunii petrolifere din Bazinul Ordos (întocmit după datele geologilor chinezi).

Din punct de vedere tectonic, partea de est a bazinului se prezintă ca un monoclinal pe care sînt o serie de slabe boltiri, iar părțile de vest și de sud sînt complicate de o serie de cute anticlinale, cu flancurile foarte înclinate și puternic compartimentate. Pe marginile bazinului se disting o serie de grabenuri. Astfel, în extremitatea de nord a părții de vest este grabenul In-Ciu-an, umplut cu depozite terțiare și cuaternare; de asemenea mai sînt grabene și pe marginile de nord și sud. Extremitatea de vest a părții de sud a bazinului este complicată de un anticlinorium compartimentat, format din depozite terțiare.

Structurile petrolifere din Bazinul Ordos

Tabelul 86

Marginea de est a bazinului	Obiectele de exploatare
Pe monoclinalul de est al bazinului sînt o serie de bolte slab înclinate, de care sînt legate mici structuri, slab productive, ca: Ian-cian, Iuri-pin, Ian-an, Tzao-lu-an.	Obiectele de exploatare sînt afectate orienturilor subțiri de gresii puternic cimentate, cu slabe însușiri de roci colectoare, ale etajului Ian-Ci-an (Triasic superior) și sînt situate la mică adîncime. Afluxuri de petrol s-au obținut și din gresiile Jurasicului inferior, pe structura Tzao-Ui-an.
Marginea de vest a bazinului	
Pe această margine a bazinului sînt cute anticlinale de dimensiuni mici, foarte compartimentate ca: Ma-Tzia-tan și Sa-Tin-tzi.	Foarte slabe rezultate de producție s-au obținut din gresiile etajului Ian-Ci-an (Triasic superior) și ale etajului Ian-an (Jurasic inferior), pe structura Ma-Tzia-tan și din gresiile cretace, pe structura Sa-Tin-tzi.

Profilul stratigrafic sumar al Bazinului Pre-Nan-șan

Sistem	Serie	Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Observații
Cuaternar	Conglomeratică	Tziu-Zian	Conglomerate, nisipuri.	10—150	Manifestări izolate de petrol.
		Iu-I-mîn	Discordanță Conglomerate, nisipuri. Discordanță	10—900	
Tertiär	Gansiu	Su-La-he	Gresii roșii; la partea superioară conglomerate	300—1940	Manifestări izolate de petrol.
		Ba-Ian-he	Alternanță de gresii și argile. Argile brune închise, gresii de culoare deschisă (orizonturi productive). Discordanță	100—450	Principalele zăcăminte sînt legate de trei orizonturi de gresii (K, L, M), groase fiecare de 50 m și mai mult. Orizontul productiv cel mai important este orizontul gresiei L.
		Ho-Șao-gou	Gresii cenușii deschise; în bază alternanță de gresii și argile.	0—960	
Cretacic			Argile roșii și verzui-cenușii, gresii și conglomerate.	1 000	Manifestări izolate de petrol, bitumine solide și indicații de petrol în sonde au fost înțilnite în Cretacic, Triasic, Permian și Carbonifer. Pe structura Sin-gou s-au obținut debite inițiale de 10 t/zi din Permian, iar din Carbonifer, debite inițiale de 0,3 t/zi.
Jurasic superior			Argile roșii și calcare.	400	
Jurasic mediu-inferior			Argile cărbunoase.	1 500	
Triasic-Permian			Argile și nisipuri roșii-violete și cenușii-verzui.	1 000	
Paleozoic superior			Alternanță de argile pe alocuri cărbunoase, cu nisipuri și calcare cenușii, slab metamorfizate.	1 000—3 000	

Fundamentul

Sisturi metamorfice ale complexului Nan-șan
(Paleozoic inferior)

În acest bazin au fost puse în evidență câteva structuri petrolifere de mică importanță, situate atât pe marginea de est, monoclinală, care este regiunea petroliferă a bazinului, cât și pe marginea de vest. Caracterizarea sumară a acestor structuri este dată în tabelul 86.

49. Bazinul Pre-Nan-șan

Bazinul Pre-Nan-șan (fig. 32-86), situat în așa numitul culoar Gan-sin, este delimitat la nord de o catenă întreruptă, ce îl separă de masivul precambrian A-La-șan, iar la sud de edificiul muntos Nan-șan (Tzi-Lian-șan).

Acest bazin, lung de circa 700 km și lat de 30—60 km, este umplut cu depozite paleozoice, mezozoice, terțiare și cuaternare. Profilul stratigrafic sumar este dat în tabelul 87 (pentru depozitele terțiare profilul a fost întocmit după datele Min. Ind. Petrolului al R.P. Chineze, 1959).

Bazinul Pre-Nan-șan este împărțit de două proeminențe transversale în 3 depresiuni: de vest, de est (Tziu-Tziu-an) și Mîn-lo. În depresiunile Tziu-Tziu-an și Mîn-lo nu se cunosc manifestări de petrol și gaze.

Toate structurile cunoscute se situează în depresiunea de vest. Cea mai mare dintre structuri, Liao-Tziun-miao (fig. 165), legată de o cută anticlinală asimetrică accidentată de o falie longitudinală, are flancul nordic foarte înclinat (70—90°), iar flancul sudic mai puțin înclinat (20°). Această structură, cu zăcămintele stratiforme boltite, are ca obiect principal de exploatare gresiile orizontului L din etajul Miocen Ban-Ian-he. Ea este încadrată la vest de marea structură petroliferă Iae-sia, iar la est de structura Sui-gou, care produce din Permian și din etajul Miocen Ba-Ian-he. Acest din urmă etaj mai este exploatat și pe structura Ba-Ian-he, situată în zona de nord, monoclinală, a bazinului. Celelalte structuri sînt situate în zona de sud, premontană, a bazinului — care este formată dintr-o serie de cute anticlinale asimetrice.

50. Bazinul Tzai-Dam

Acest bazin (fig. 32-85) se întinde pe o suprafață de 100 km², fiind delimitat la nord-est de edificiul cutat Nan-șan, la nord-vest de lanțul muntos Al-Tîn-tag, la sud-vest — de edificiul Ci-Men-tag, iar la sud și sud-est de ridicarea fundamentului Sin-ian (fig. 166).

Depozitele mezozoice, în special cele jurasice, nu sînt dezvoltate în tot bazinul, cu excepția unor regiuni din partea de nord-vest a bazinului, unde grosimea lor este de câteva mii de metri. În general, în bazin sînt dezvoltate

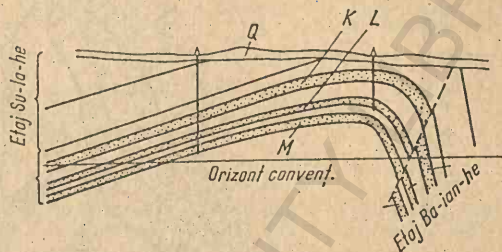


Fig. 165. Secțiune transversală prin structura Lao-Tziun-miao (Bazinul Pre-Nan-șan: K, L, M — complexe productive.

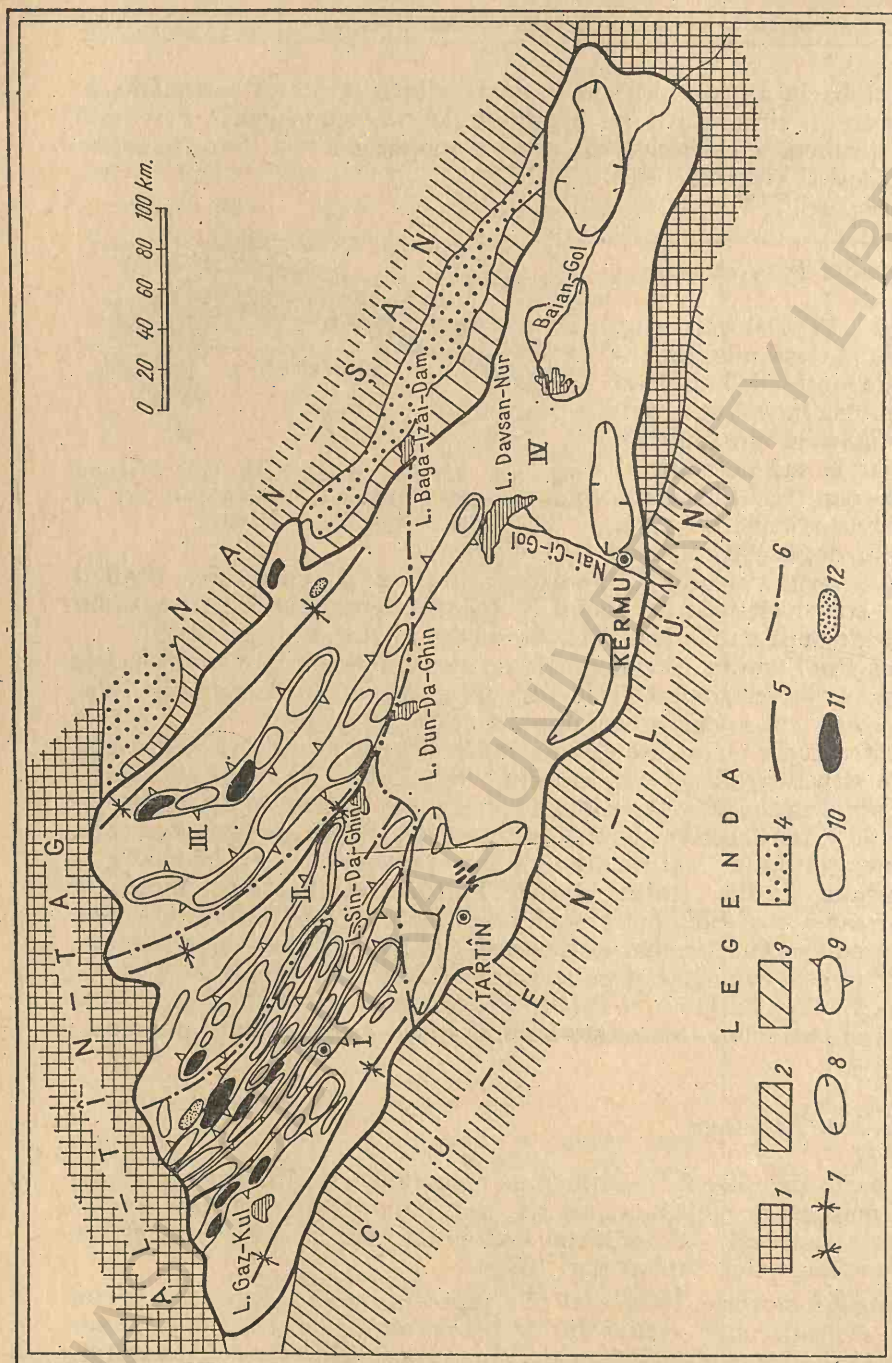


Fig. 166. Bazinul Tzai-dam (după K.N. Kravcenko, 1964):

1 — edificii cutate cu munți înalți, anticlinorii cu mare dezvoltare a Precambrianului; 2 — edificii cutate ale Paleozoicului superior; 3 — lanțuri de munți de mică înălțime; 4 — depresiuni relativ mici din interiorul edificiiilor cutate; 5 — limita bazinului; 6 — limita regiunilor petro-gazifere I, II, III, IV; 7 — axele depresiunilor sinclinale mari; 8 — contururile depresiunilor probabile; 9 — zone anticlinale de acumulare de petrol și gaze; 10 — ridicări anticlinale; 11 — structuri petro-lifere; 12 — structuri gazeifere.

Tabelul 88

Profilul stratigrafic al depozitelor terțiare din Bazinul Tzai-Dam

Sistem	Secție	Serie	Etaaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Capacitatea petro-gazeiferă
Cuaternar	Pleistocen	Si-	Siao-Vei- șan	Conglomerate ce sînt înlocuite spre centrul depresiunii de argile.	300 pînă la 1 200	
	Pliocen		Guan-gou	Argile nisipoase și gresii fine și grosiere, care la partea superioară a profilului sînt înlocuite de conglomerate.	600—800 pînă la 3 000	Manifestări de petrol și zăcăminte industriale de gaze în gresii și argile fisurate.
Neogen	Miocen	cia-	Hun-Si ao-gao	Gresii pestrițe și argile cu intercalații de conglomerate. În partea centrală și estică a depresiunii sînt intercalații de calcare, marne, gips și sare gemă.	1 200—2 000	Zăcămintele industriale de petrol și gaze în gresii și argile fisurate.
			Cen-Cen- san	Argile pestrițe, gresii și conglomerate cu intercalații de marne.	800—1 000	Manifestări și zăcămintele industriale de petrol în gresii și argile fisurate.
Paleogen		gou	Me-Ti- șan	Conglomerate roșii mai puțin-gresii și argile. Discordanță		Idem

depozitele terțiare, ce ating grosimi de 5 000—9 000 m, așa după cum reiese din tabelul 88, întocmit după datele geologilor chinezi. Principalele orizonturi petrolifere sînt legate de Oligocen, Miocen și de Pliocenul inferior.

Depozitele terțiare cutate predomină în partea de nord-vest a bazinului, care are o structură complexă, spre deosebire de partea sud-estică, unde la suprafață au o dezvoltare continuă depozitele cuaternare.

În jumătatea de vest a bazinului, din punct de vedere tectonic se disting, pe direcția nord-sud, trei regiuni: 1) nord-estică, în care depozitele terțiare au o grosime de circa 5 000 m; 2) centrală și 3) sud-vestică, unde depozitele terțiare ating o grosime de 7 000 m. Grosimea acestor depozite scade pînă la 1 000 m. în apropierea proeminențelor fundamentului. În jumătatea de est a bazinului este o altă regiune, acoperită de depozite cuaternare. De aceste

patru regiuni sînt legate zăcămintele de petrol și gaze. Caracterizarea sumară a acestor regiuni este dată pe scurt în cele ce urmează:

Partea de vest a bazinului. În această parte se deosebesc mai multe regiuni cu structuri diferite.

Regiunea nord-estică. În această regiune sînt două mari zone de acumulare de petrol și gaze: Len-hu și O-Bol-ian, formate din cute anticlinale cu flancurile puternic înclinate (80°) și compartimentate de falii inverse. Aceste cute anticlinale dispuse în culise sînt lungi de zeci de kilometri.

La sud est de zona Len-hu este marea structură gazeiferă Ma-hai.

Pe structurile Len-hu N, 3, 4 și 5 din zona cu același nume, se exploatează gresiile Oligocenului și Miocenului (grosimea orizonturilor productive variază de la cîteva zeci de metri pînă la 120 m). Zăcămintele acestor structuri sînt stratiforme boltite și stratiforme ecranate tectonic.

Pe structura gazeiferă Ma-hai se exploatează gresiile Miocenului. Debitelile zilnice ale sondelor sînt de cîteva sute de mii de m^3 .

Regiunea centrală. Zonele de acumulare din această regiune sînt formate din brachianticlinale faliat.

Obiectele de exploatare sînt aceleași ca și în regiunea nord-estică.

Regiunea sud-vestică. Zonele de acumulare din această regiune sînt legate de structuri care prezintă aceleași caractere ca și cele din regiunea nord-estică.

Cele 8 structuri de petrol și gaze din această regiune, legate de cîteva zone de acumulare, au ca obiecte de exploatare gresiile Oligocenului, Miocenului și Pliocenului. Debitelile zilnice ale sondelor variază de la cîteva tone la 100 t. Zăcămintele sînt stratiforme ecranate litologic.

Partea de est a bazinului. Pe marginea de nord a acestei regiuni, pe ridicarea Ian-hu, s-a pus în evidență o structură gazeiferă.

Obiectele de exploatare sînt cantonate în gresiile terțiale. Zăcămintele sînt stratiforme boltite.

51. Bazinul Dzungar (fig. 32-83)

Bazinul Dzungar (fig. 167) este delimitat la nord de lanțul muntos de pe malul stîng al fluviului Urungu (la sud vest de Altaiul Mongoliei), iar în sud, pe o lungime de peste 700 km, de edificiul Tian-șanului de est. În partea centrală a acestui bazin asimetric, cuvertura sedimentară mezo-cainozoică are o grosime de circa 10 000 m; este posibil ca la baza acestei cuverturi să fie și depozite carbonifere și chiar mai vechi. Grosimea cuverturii mezo-cainozoice se reduce pe bordura marginii nordice de platformă a bazinului, ajungînd la 1 000—3 000 m.

În general, cuvertura mezo-cainozoică este formată din gresii și argile. Profilul stratigrafic sumar al depozitelor mezozoice și cainozoice care umplu bazinul (după M. N. Saidov, Sian-Tin-pu, Iuan-Fu-li, cu completări) este dat în tabelul 89.

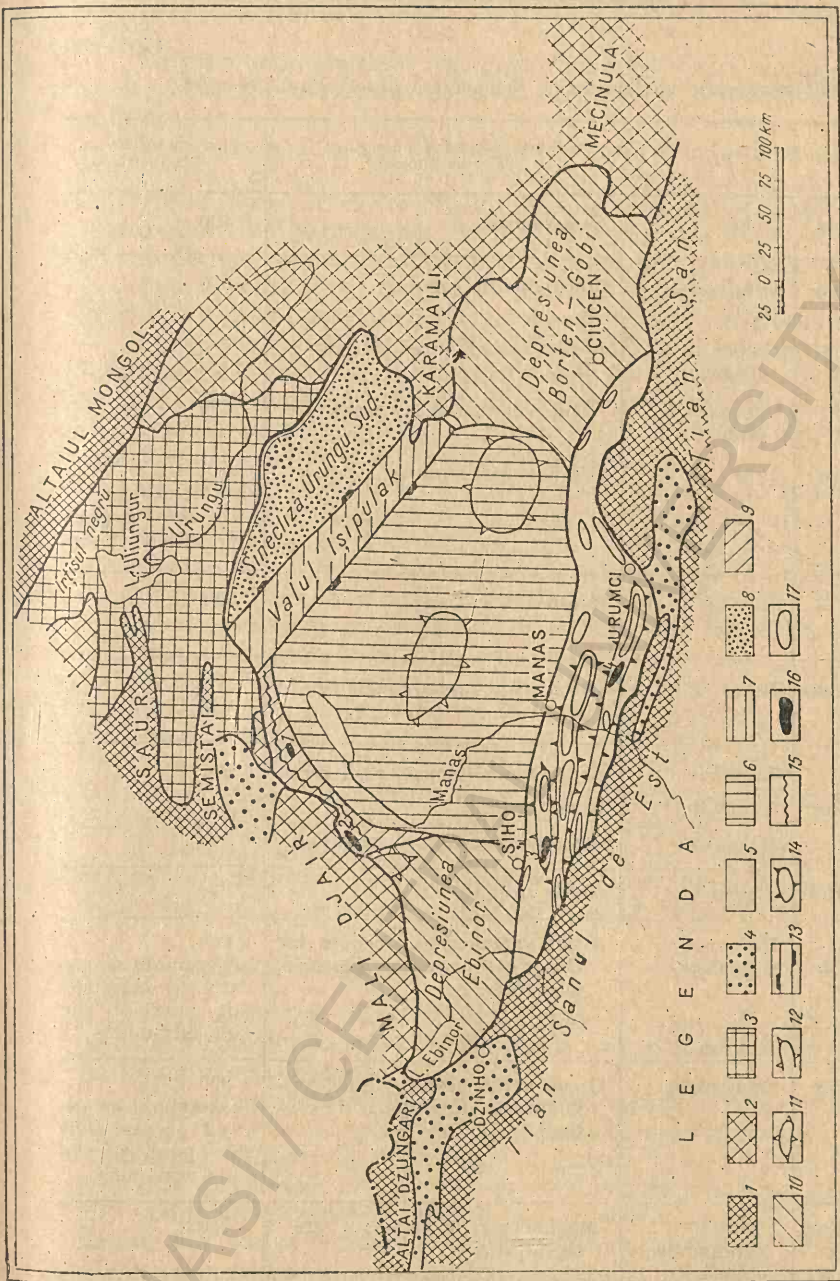


Fig. 167. Schița bazinului petro-gazeifer Dzungar (după M. N. Saidov și K.N. Kravcenko, 1964)

Regiuni cunoscute de vârstă paleozoică: 1 — munți înalți; 2 — munți de mică înălțime și dealuri; 3 — depuneri de sedimente tinere de mică grosime; 4 — depresiuni umplute cu sedimente mezo-cainozoice de mică grosime; 5 — marginea cuită a bazinului; 6 — partea centrală a marginii de platformă.

Părțile marginale ale bordurii de platformă: 7 — Valul Ispulak; 8 — sinecliza Urungu de sud; 9 — monoclinul nord-vestic; 10 — depresiuni centrale; 11 — contururile presupuse ale ridicării boltoare; 12 — contururile marilor proeminențe de tipul ridicărilor structurale.

Zone anticlinală de acumulare de petrol și gaze: 13 — de platformă; 14 — cuate; 15 — zona monoclină de acumulare de petrol și gaze Urho-Karamaili; 16 — structuri petrolifere; (1 — Urho; 2 — Karamaili; 3 — Tusandzi; 4 — Ciugu); 17 — structuri gazeifere.

Tabelul 89

Profilul stratigrafic al depozitelor sedimentare din Bazinul Dzungar

Sistem	Serie	Etaj	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea medie, m; Observații
Cuaternar	Inferior	Gobi	Conglomerate	100
Neogen	Pliocen	Conglomeratic	Conglomerate cenușii.	1 000
		Galben deschis	Argile cenușii, gresii, conglomerate.	1 000
		Superior verde	Argile verzui-cenușii, gresii.	300
	Miocen	Brun	Gresii roșiatice-brune, argile.	500 (zăcămintele de petrol pe marginea de sud a bazinului)
Paleogen		Inferior verde	Gresii verzui-cenușii.	400
Cretacic	Superior	Roșu	Gresii roșii, argile, conglomerate lentile de calcare.	400
	Inferior	Tuguluk	Argile verzui-cenușii, roșii gresii	900
		Karadjal	Gresii cenușii	250
		Ișakdavan	Conglomerate cenușii, roșiatice.	100
Juristic	Superior	Ciuigui	Argile roșii.	500
	Mediu-inferior	Badaovan și Șuanșilai	Argile verzui-cenușii, cenușii închise, carbunoase, gresii, conglomerate.	2 000 (zăcămintele de petrol pe marginile de nord și sud ale bazinului)
Triasic	Superior	Siaociangou	Gresii verzui-cenușii, argile, conglomerate, intercalații de carbuni.	900 (zăcămintele de petrol pe marginile de nord și sud ale bazinului)
	Inferior	Urumcin (corespunde etajului Tzianfangou)	Conglomerate violete-roșii, gresii, argile.	700

Ca principale elemente tectonice, în acest bazin se deosebesc: masivul central Dzungar, marginea de nord platformică și marginea de sud cutată, a bazinului.

1. Marginea de nord, platformică, se prezintă ca un monoclinal regional, slab înclinat, complicat de o serie de brachianticlinale, iar în partea de nord a acestei margini, de marea ridicare Ișipulak. În partea de nord-est a marginii platformice este Depresiunea Borteni-Gobi, în care sînt o serie de cute anticlinale de mici dimensiuni, formate din depozite permene și mezozoice, iar în partea de nord vest, este Depresiunea Erbinor, care se caracterizează prin grosimile considerabile ale depozitelor sedimentare, în special a celor terțiare.

Pe marginea de nord, platformică, a bazinului, zonele de acumulare sînt legate fie de accidentele tectonice, fie de cutole anticlinale slab înclinate care complică acest monoclinal regional, sau de zonele de efilare și de suprafețele de discordanță stratigrafică a depozitelor mezozoice, iar în Depresiunea Borteni-Gobi, de cute anticlinale de mici dimensiuni.

Zăcămintele de petrol de pe această margine a bazinului au ca obiect de exploatare gresiile etajului Siaociangon (Triasic superior) și ale etajului Badaovan (Jurasic mediu). Aici se cunosc structurile zonei Karamai și Urho.

2. Marginea de sud, ocupată de depresiunea premontană Urumcin, este cuprinsă între edificiul Tian-șanului de est și masivul central Dzungar.

Pe această margine a bazinului, zonele sînt legate de lanțuri de cute anticlinale, în general faliolate longitudinale.

Pe zona de acumulare de petrol și gaze Ciigukaradjal, rezultate bune de producție s-au obținut din gresiile etajului Siaociangon (Triasic superior) și ale etajelor Badaovan și Șuanșilai (Jurasic mediu și inferior) pe structura Ciigu. De asemenea, de pe cele două zone de acumulare Hoio-Tuguluk și Tușantzi-Iantzihai, rezultate bune de producție s-au obținut pe structura Tușantzi din gresiile brune-roșcate ale Miocenului.

3. În Bazinul Dzungar a cărui capacitate petro-gazeiferă din principalele zăcămintele este legată de depozitele Triasicului superior, Jurasicului inferior și ale Miocenului, se cunosc o serie de zone de acumulări.

52. Bazinul Sun-liao

Acest bazin (fig. 32-94), care cuprinde o regiune de cîmpie, este încadrat de edificii cutate hercinice, întrerupte la sud și nord est de proeminente ale cristalinului precambrian (fig. 168).

Fundamentul bazinului, puternic compartimentat, este format de depozite pre-siniene și acoperit de o cuvertură mezo-cainozoică foarte groasă. Ca elemente structurale importante, în partea de vest a bazinului este pragul structural Si-Nai-lie, care separă Depresiunea Kai-lu, din sud vestul bazinului — unde cuvertură sedimentară are o grosime de 3 000 m de Depresiunea Da-lai, din vestul bazinului — unde grosimea cuverturii sedimentare este de 7 000 m și în care predomină depozitele Cretacicului și ale Terțiarului (fig. 168).

Alte elemente structurale importante sînt: 1) pragurile structurale Tzin-gan, din nordul Depresiunii Da-lai, care este un mare bloc ridicat al

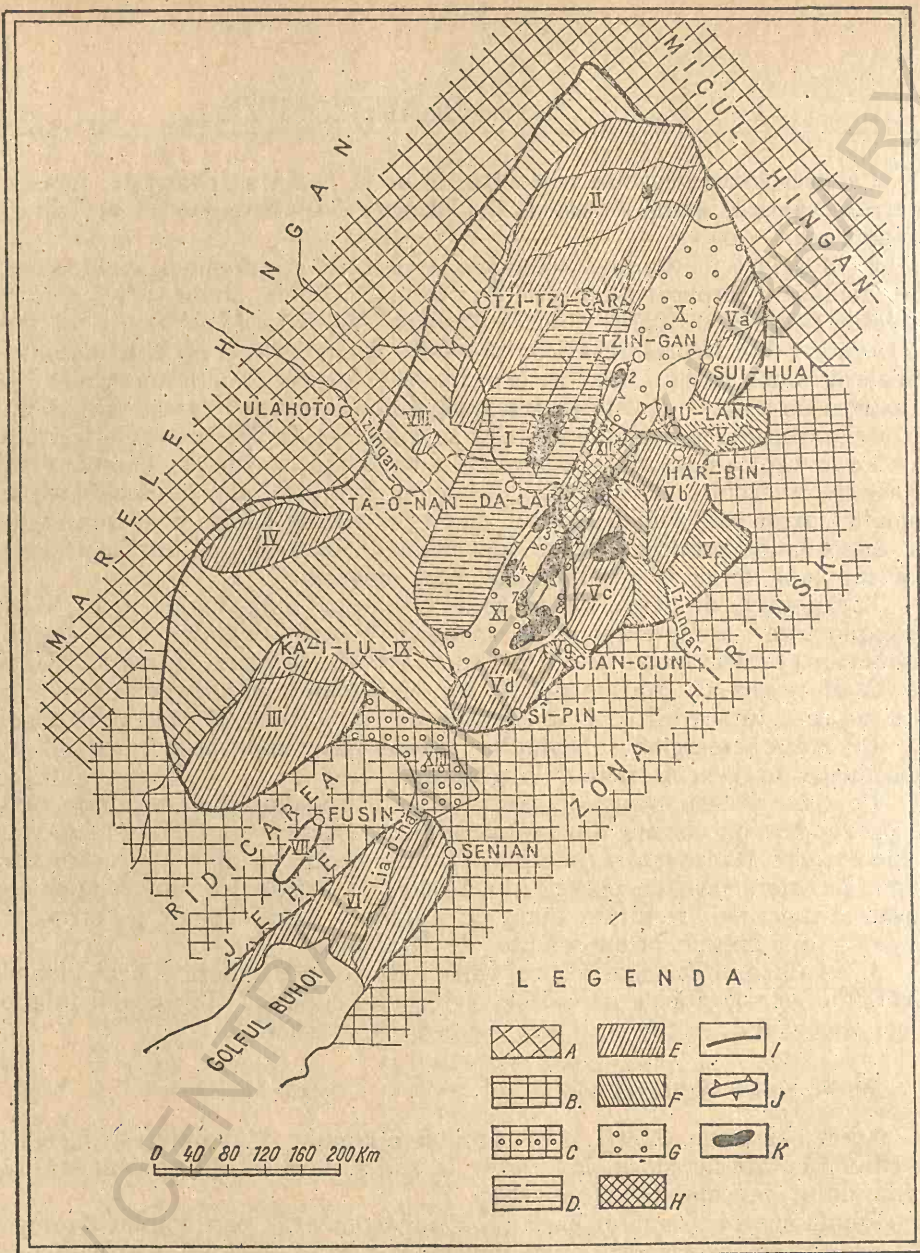


Fig. 168. Bazinul petro-gazeifer Sun-liao (după K. N. Kravcenko, 1964):

A — regiuni muntoase paleozoice recutate de mișcările mezozoice; B — regiuni muntoase paleozoice slab dislocate; C — ridicarea dintre bazinele Sun-liao și Bazinul Chinez de nord format din depozite paleozoice; D — depresiuni cu acoperitură sedimentară de 5 000—7 000 m grosime; E — părțile marginale ale depresiunilor adânci și depresiuni puțin adânci cu acoperitură sedimentară de 1 000—3 000 m grosime, pe alocuri ceva mai mult; F — regiuni cu fundamentul situat la mică adâncime cu acoperitură sedimentară de 500—1 000 m grosime; G — anticlinale mari al căror fundament este situat la 2 000 m; H — șei structurale dintre anticlinale mari, al căror fundament este situat la 5 000—7 000 m adâncime; I — limitele bazinelor petro-gazeifere; J — contururile ridicărilor locale; K — structuri petrolifere.

Regiuni tectonice: I — Depresiunea Da-lai; II — regiunea Fui-uer-hin; III — Depresiunea Ka-I-lu; IV — Depresiunea Ho-Ren-gol; V — Depresiunea Har-Bin-Cian-ciun; Va — Depresiunea Su-I-hua; Vb — Depresiunea Har-bin; Vc — Depresiunea I-tun; Vd — Depresiunea Si-pin; Ve — Ridicarea Hu-lan; Vf — Ridicarea La-Lin-he; Vg — Ridicarea Cian-ciun; VI — grabenul Lea-O-hai inferior; VII — Depresiunea Fus-in; VIII — Terasa structurală marginală Ta-O-nan; IX — Ridicarea Si-Nai-lin; X — Ridicarea Tzin-gan; XI — Valul Ian-De-cin-tzin; XII — Șaua muntoasă Ci-Jao-ciui; XIII — Ridicarea Te-lin.

Structuri cu afluxuri și manifestări de petrol: 1 — Da-Tun-ci-jen; 2 — Her-Min-ci-jen; 3 — Fu-lui; 4 — Huatzi-din; 5 — Cian-Ciun-lin; 6 — Din-Lu-ku; 7 — Dioi-Ui-tai; 8 — Gun-Ciu-ju-lin; 9 — Tin-Șan-Kou.

fundamentului, pe a cărui boltă sînt o serie de brachianticlinale asimetrice; 2) pragul structural asimetric Ian-Da-cintzin, din partea de sud a bazinului, care este foarte ridicat în vest și mai puțin în spre est.

În acest bazin au fost puse în evidență o serie de ridicări, sub formă de brachianticlinale, cu flancurile slab înclinate (3° — 5°), lungi pînă la 100 km și late de peste 15 km. De unele din aceste brachianticlinale sînt legate o serie de structuri petrolifere. Cele mai importante sînt structurile legate de ridicările Din-Du-ku și Gun-Ciju-lin, situate în bolta și respectiv pe flancul ridicărilor structurale, precum și structura Da-Tun-cijen, din partea centrală a Depresiunii Da-lai. Obiectul principal de exploatare din aceste structuri îl formează orizonturile de nisipuri, groase de 5—20 m, ale etajului Cent-ou, din seria cretacică Sun-Ga-ri. În afară de acest etaj, au mai fost întîlnite manifestări de petrol și chiar acumulări și în alte etaje ale Cretacului inferior. În general, zăcămintele legate de nisipurile cretacice sînt zăcămintele stratiforme boltite.

53. Bazinele Insulelor Japoneze

În insulele Japoneze sînt o serie de bazine petro-gazeifere, dintre care cele mai importante din punct de vedere al producției sau al perspectivelor, sînt: Bazinul Hokkaido, în nord; bazinele Akita, Yamagata și Nügata-Negano de pe litoralul de vest al insulei Honshu și care se deschid în Marea Japoniei; Bazinul Kwanto de pe litoralul de est al insulei Honshu, care se deschide în Oceanul Pacific (v. fig. 32-103).

Majoritatea structurilor petrolifere ale Japoniei se situează în bazinele Akita, Yamagata și Niigata-Negano. În schița din fig. 169 sînt reprezentate regiunile petrolifere mari din Japonia.

Fundamentul acestor bazine, delimitate pe uscat de ramificații ale edifițiilor muntoase, este format de depozite intens dislocate și metamorfozate, ce sînt mai vechi decît cele ale Cretacului superior. Profilul stratigrafic normal începe cu Cenomanianul. În acest bazin au fost descoperite mai multe structuri petrolifere, legate în cea mai mare parte de cute anticlinale, adeseori grupate în zone anticlinale. Zăcămintele din aceste structuri sînt stratiforme boltite, ecranate sau delimitate litologic, iar colectorii sînt formați din tufuri fisurate și mai rar din gresii.

Capacitatea petro-gazeiferă este legată de Miocen și Pliocen, iar capacitatea gazeiferă este legată și de unele orizonturi ale Cretacului. Multe structuri petrolifere sînt slab productive, iar o serie de structuri sînt aproape epuizate. În afară de structuri petrolifere sînt cunoscute și structuri gazeifere, în care zăcămintele reprezintă acumulări de gaze dizolvate în apele stratelor acvifere. Astfel de zăcămintele sînt întîlnite pe structura Niigata (Bazinul Niigata) și pe structurile Tokyo și Mobara (Bazinul Kwanto).

În Bazinul Hokkaido central, unde se cunosc vechi exploatare, peste fundament urmează seria Cenomanian-Senonian, caracterizată prin argile de culoare închisă, groasă de circa 2 000 m, fiind mai subțire în unele zone. Paleogenul, gros de 650 m, are o dezvoltare limitată. Miocenul are cea mai

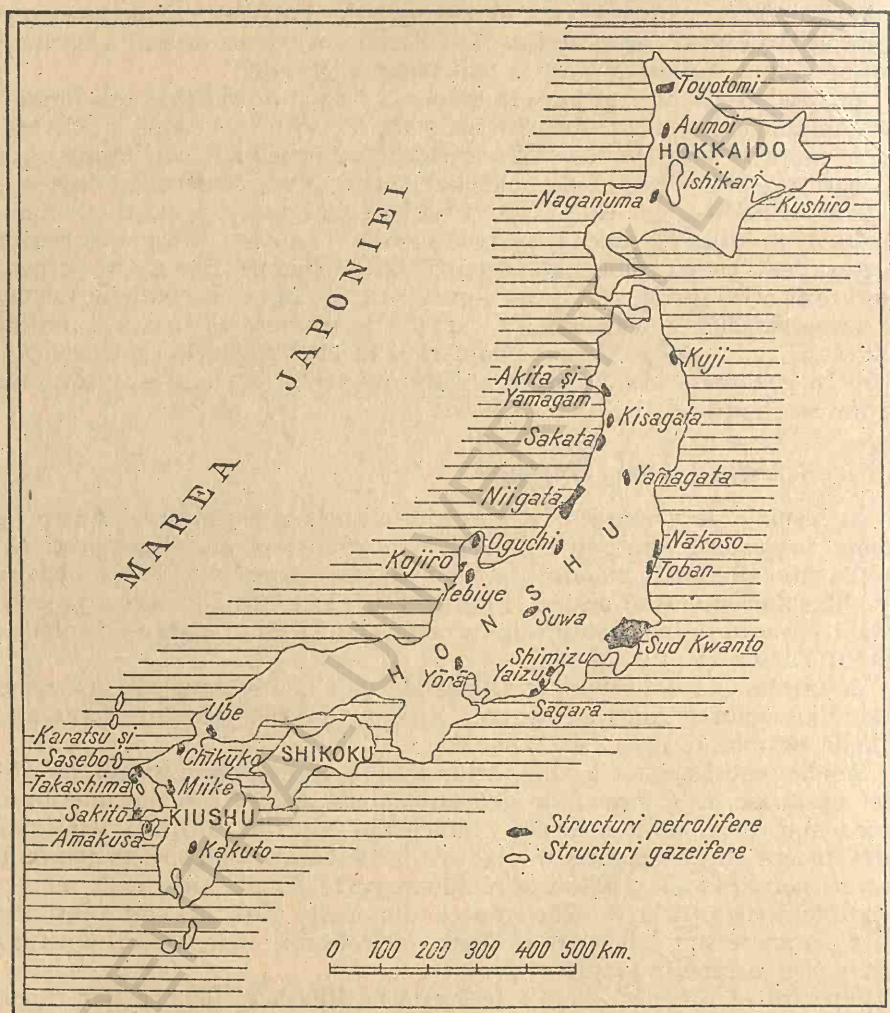


Fig. 169. Structuri petrolifere și gazeifere din Japonia.

mare dezvoltare în regiunile Tenpoku (tabelul 90), Ishikari (tabelul 91) și Atsuma (tabelul 92). În prima regiune Miocenul are până la 5 000 m, iar depozitele pliocene până la 2 000 m grosime. În această regiune au fost puse în evidență o serie de cute anticlinale asimetrice, de care sînt legate structuri ce au ca obiect de exploatare Miocenul. Același obiect de exploatare au și structurile din regiunea Ishikari care sînt legate de cute anticlinale simetrice, de direcție NE-SV.

Tabelul 90

Profilul stratigrafic din zona Tenpoku (Hokkaido)

Eră, serie	Denumirea alfabetică	Formațiunea	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Orizonturi cu petrol și gaze	Structuri petrolifere
Cuaternar	H ₂	Numakowa	Nisip, pietriș, argilă.	0—30		
Pliocen	H ₁	Sarabetsu	Argilă, nisip, pietriș.	0—150		
		Yuchi	Gresie fină.	500—800		
Miocen	G	Koitoi	Marnă cenușie.	180—750		
		Wakkanai	Marnă compactă, în plăci.	0—1 300		
	F ₃	Superior	{ Gresie masivă.	0—485		
		Mediu	{ Gresie, marnă compactă, conglomerate.	0—1 490		Wakkanai
		Inferior	{ Gresie foarte fină, în bază nisipuri.	0—1 725		Koitoi Yuchi
	F ₂	Soya (formațiune cu cărbuni)	Alternanță de gresii și marnice.	0—75		Masuporo Menaschi
	F ₁	Magaribuchi	Gresie foarte fină.	0—200		Kitatoyotomi

Bazinul Akita (fig. 170). În acest bazin, Miocenul, la baza căruia este un strat de tufuri verzi brecciate, are o grosime de circa 2 800 m, iar Pliocenul peste 1 500 m. În cuprinsul lui sînt o serie de cute anticlinale, de direcție N-S, foarte compartimentate, care formează zone de acumulare de petrol și gaze. Intervalul stratigrafic de care sînt legate zăcămintele de petrol și gaze începe cu formațiunea Onnagawa (Miocen) și ține pînă în Cuaternar inclusiv, unde sînt zăcămintele de gaze.

Tabelul 91

Profilul stratigrafic din zona Ishikari (Bazinul Hokkaido)

Eră, serie	Denumirea alfabetică	Formațiunea	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m	Orizonturi cu petrol și gaze	Structuri petrolifere
Cuaternar		Diluviu	Nisip, pietriș, argilă.			
Pliocen	H ₂	Zaimoku-zawa	Nisipuri și pietrișuri cu intercalații de argile.	0—300		
	H ₁	Tobetsu	Gresie fină și marnă compactă cenușie.	500—800		
Miocen	G	Morai	Marnă compactă în plăci.	400—800		Ishikari Shirastukari
	F ₃	Bannosawa	Gresie cu glauconit.	100—500		
		Atsuta	Marnă negricioasă compactă.	350—800		
	F ₂	Hattari	Alternanță de gresii și argile compacte.	400—800		

Tabelul 92

Profil stratigrafic în zona Atsuma (Bazinul Hokkaido)

Eră, serie	Denumirea alfabetică	Formațiunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m	Orizonturi cu petrol și gaze. Structuri petrolifere
Cuaternar		Diluviu	Nisip, pietriș argilă.		
Pliocen	H ₂	Mukawa	Conglomerate, gresii, marnă compactă.	850	
	H ₁	Mochetsu	Gresie fină.	480—1 170	
Miocen	G	Superior	Mil nisipos	230—380	
	F ₃	Karumai Mediu	Alternanță de nisipuri și mil.	220—280	
		Inferior	Mil compact	140—250	
		Fureoi	Alternanță de nisipuri și marne.	850—2 320	Fureoi Karumai
	F ₂	Takinoue	Marne negricioase și gresii fine, cenușii.	260—640	
	F ₁	Momijiyama	Gresie fină de culoare negricioasă.	0—330	
Oligocen	E	Poronai	Marnă negricioasă compactă.	0—650	

Tabelul 93

Profilul stratigrafic-sumar din Bazinul Akita

Era serie	Denumirea alfabetică	Pornajunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosime, m	Roci eruptive	Interval stratigrafic în care sint cuprinse orizonturi cu petrol și gaze
Cuaternar	I ₂	Katanishi	Nisipuri, pietriș, miluri.	70		
	I ₁	Grupul Shibikawa	Gresii, conglomerate și marne (intercalațiuni de lignit).	+300		
	H ₂	Tofuiwa Sasaoka	Gresie.	+200		
	H ₁	Tentokuji	Gresie foarte fină și nisipuri fine.	700		
Miocen		Wakimoto Kitaura	Mil verzui tufaceu; parțial, în alternanță cu gresie denumită Katsurane sau Kitaura.	700		
		Tufurile superoare Nana-kura (Tufurile Yabase).	Mil cu multe intercalații de tufuri.	650		
		Funakawa				
		Grupul Funakawa	Tufurile inferioare Nana-kura.			
Miocen	F ₃	Onnagawa	Mil compact cu intercalații de tufuri.	550		
		Tufurile Koya				
	F ₂	Nishikurosawa	Alternanță de gresie și mil compact.	150		
		Daijima	Tufuri brecciate, gresie și conglomerate.	580		
Miocen		Monzen	Tufuri andezitice verzi.			
	F ₁	Grupul tufurilor verzi	Tufuri brecciate verzi.			

Zona Akita de nord
Zona Kurokawa
Zona Asahikawa
Zona Yabase
Zona Yuri
Zona Innai
Cimpul de gaze Kisagata

Andezite

Bazalte

Dacite

Liparite

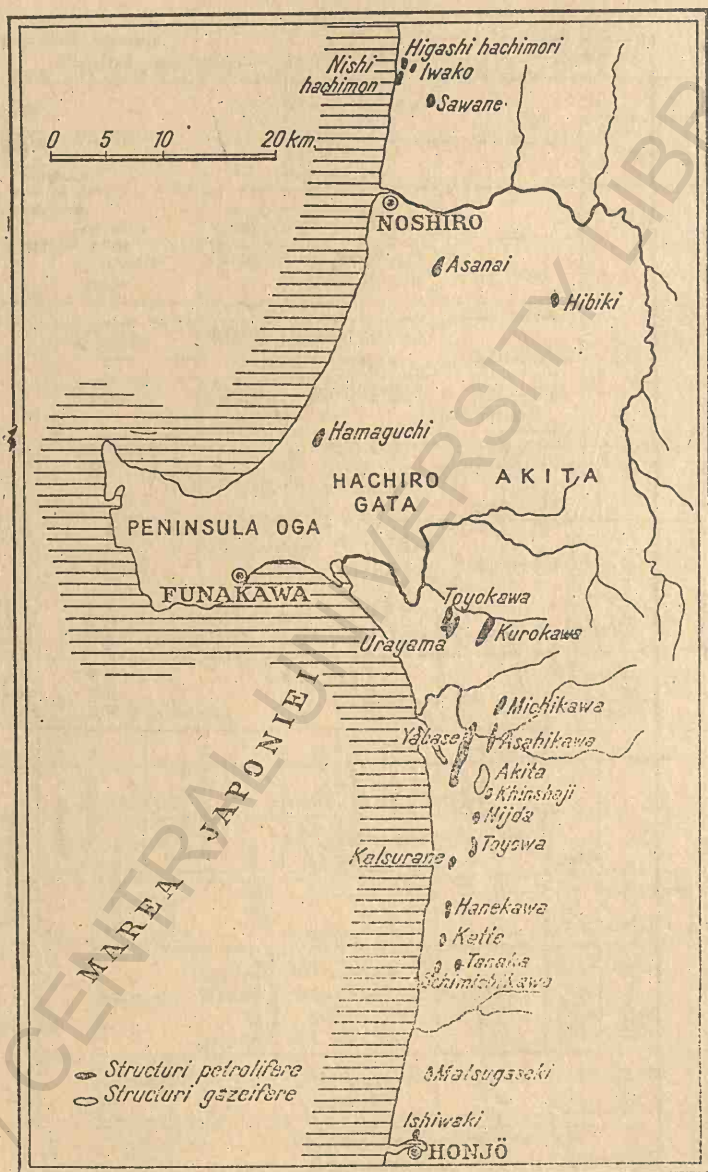


Fig. 170. Structuri petrolifere și gazeifere din Bazinul Akita (Japonia).

În acest bazin este situată cea mai mare structură petroliferă din Japonia, Structura Yabase, a cărei scurtă descriere este dată mai jos și care se situează în zona cu același nume.

Structura Yabase. Iviri de petrol pe structura Yabase se cunosc din timpuri străvechi, ele fiind găsite de-a lungul râului Kusozi, care traversează șantierul. Prima sondă a fost forată în anul 1910, fără a se obține producție. În anul 1933, o sondă a dat o producție de 550 l la adâncimea de 15,50 m. Prin noi foraje, în 1937 s-au pus în evidență 5 orizonturi petrolifere, iar în 1941, prin sonde mai adânci, încă 4 orizonturi. În urmă cu câțiva ani, o sondă de explorare a atins adâncimea de 3 000 m.

Structura Yabase, situată la circa 2 km vest de orașul Akita, este un anticlinal îngust, de direcție NNE-SSV, lung de circa 10 km și asimetric. Flancul vestic are o cădere de 50–60°, iar flancul estic o cădere de 25–30°. O falie inversă cu direcție NV-SE împarte structura în două părți: Kôyo și Yabase. Pe această structură, pînă în prezent, au fost puse în evidență 12 orizonturi productive:

Orizontul I în gresia formațiunii Sasaoka, situat în intervalul 20–100 m, la limita de discordanță cu Pleistocenul;

Orizontul II, format dintr-o gresie de la partea superioară a formațiunii Katsurano, la adâncimea de 150 m;

Orizontul III, format dintr-o gresie de la mijlocul formațiunii Katsurano, la adâncimea de 200 m;

Orizontul IV, la partea superioară a tufului formațiunii Yabase, situat la adâncimea de 350 m;

Orizontul V, într-un strat subțire tufaceu de la partea superioară a formațiunii Funakava, situat la adâncimea de 450 m;

Orizontul VI, într-un strat subțire de tuf, la adâncimea de 800 m;

Orizontul VII-un strat subțire de tuf de la baza formațiunii Funakava, la adâncimea 900–1 000 m;

Orizonturile VIII-XII, strate tufacee din formațiunea Unnagawa la adâncimea de 1 200–2 500 m.

La sud de Bazinul Akita se află Bazinul Yamagata, în care profilul stratigrafic al Miocenului și Pliocenului seamănă cu cel întîlnit în Bazinul Akita. Aci sînt structurile Narahashi, Ishinazaka.

Bazinul Niigata-Nagano. În acest bazin (fig. 171) depozitele miocene au circa 1 900 m grosime, iar cele pliocene au peste 2 550 m (tabelul 94). În acest bazin este marea zonă de acumulare Niigata, cu direcție NE-SV, care în partea de sud se schimbă, extinzîndu-se aproximativ N-S. De această zonă sînt legate o serie de cute anticlinale faliat.

Dintre structurile importante ale acestui bazin se menționează structurile Niitsu, Higashiyama și Nishiyama, care fac parte din zonele de acumulare cu același nume.

Structura Niitsu. Iviri de petrol pe această structură se cunosc de aproape 300 ani. În 1870 se exploata petrolul din puțuri săpate manual, la adîncimi de 100 m și 300 m. În 1899 s-a forat prima sondă.

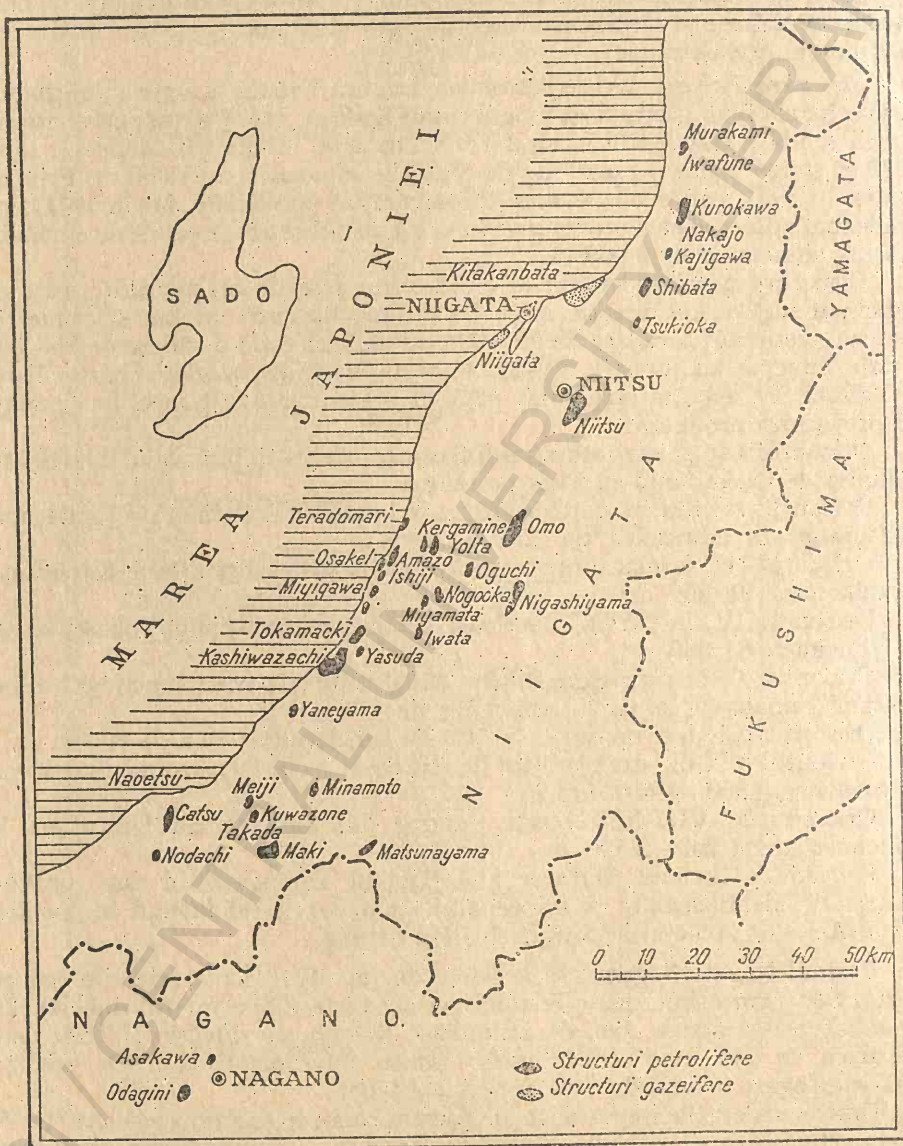


Fig. 171. Structuri petrolifere și gazeifere din Bazinul Niigata (Japonia).

Profilul stratigrafic sumar al Bazinului Nigata-Nagano

Eră, Serie	Denumirea alfabetică	Formațiunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosi- mea, m	Roci eruptive	Intervalul stratigrafic în care sint cuprinse orizonturile productive de petrol și gaze de pe zonele menționate
Cuaternar	J	Jingamine	Alternanță de nisipuri, pie- trișuri și ml.	150	Liparite Dacite Diorite Andezite Bazalt	Zona Kitakabara Cimpul de gaze Niigata Zona Nitsu Zona Higashiyama Zona Nishiyama Zona Centrală Zona Uonuma Zona Kubiki
		Grupul Oguni	Alternanță de nisipuri, pie- trișuri și ml, intercalații de lignit. Idem.	1 300 1 100		
	I	Uonuma				
		Grupul Haizume	Gresie masivă. Gresie fină, de culoare vinejie. Gresie fină cenușie închis.	300 600 800		
Pliocen	H	Grupul Nishiyama	Ml. Alternanță de gresie cu ml.	150		
		Hama- tsuda		800		
	G	Shiwa	Idem.			
		Grupul Kubiki	Gresie compactă, cenușie sau neagră. Idem. Tufuri verzi, gresii și con- glomerate.	1 000 1 600 1 600		
Miocen	F	Teradomari Nanatan Tsukawa				
		Grupul Mikawa	Dolerit, gresii și conglome- rate. Liparite porfirice	1 000		

Din punct de vedere tectonic, structura Niitsu este un anticlinal de direcție N-S, care se bifurcă în partea de sud în două cute paralele de direcție NNE-SSV, care se întind fiecare pe o lungime de 5 km și sînt asimetrice. Flancurile estice au căderi de 20–60°, iar flancurile vestice 10–20°. Principalele obiecte de exploatare sînt:

- stratul „A” din formațiunea Koguchi;
- orizonturile I și II din formațiunea Kanazu;
- orizonturile III, IV și V din formațiunile Teradomari și Nanatani.

Structura Higashiyama se află la circa 8 km de orașul Nagaoka, Prefectura Niigata. A fost pusă în evidență în anul 1873, iar în 1876 existau deja 6 sonde. Șantierul a luat o dezvoltare din 1888 și a cunoscut o epocă prosperă după introducerea metodelor de forare cu sistemul rotativ. Între anii 1902–1913 o parte din cantitatea de petrol extrasă s-a obținut și prin lucrări miniere, prin galerii care se practica din anul 1839. În interiorul galeriilor s-au executat peste 200 de foraje de mică adîncime. Din punct de vedere tectonic, structurile Higashiyama se prezintă sub forma unei cute anticlinale de direcție N-S, lungă de 12 km. Această cută este asimetrică, flancul vestic avînd înclinări de 50–60°, pe cînd flancul estic este mai puțin înclinat. Pe această structură se exploatează:

- stratele A, B, C la adîncime de 150–300 m, cuprinse în formațiunea Higashiyama;
- stratele D și E la adîncime de 600–750 m, cuprinse în formațiunea Toradomari;
- stratul F cuprins în formațiunea Nanatani.

Structura Nishiyama. Iviri de petrol pe această structură se cunosc încă din anul 1230. Petrolul era colectat în puțuri de mică adîncime săpate manual. În anul 1890 s-a săpat prima sondă cu cablu, iar în anul 1913 prima sondă cu sistemul de foraj rotativ. Din punct de vedere tectonic, structura Nishiyama, situată la 18 km de orașul Kashiwazaki (Prefectura Niigata), este un anticlinal simetric, ale cărui flancuri au căderi de 30° și care se întinde pe l direcția NNE-SSV pe o lungime de 7 km.

Pe această structură se exploatează formațiunile Shiiya (orizonturile A, a adîncime de 150–250 m; B, la adîncimea de 300–350 m și C, la adîncimea 700–750 m) și formațiunea Taradomari (orizontul I, II și III cuprinse între adîncimile 900–950 m).

Bazinul Kwanto. În acest bazin, de la suprafață pînă la circa 1 000 m adîncime este Pleistocenul, format din nisipuri, pietrișuri și mluri, care urmează deasupra grupului Miura din Pliocen, format din gresii, conglomerate și marne compacte. Printre structurile cunoscute, se menționează structurile gazeifere, Mobara și Tokyo.

Structura gazeiferă Tokyo este situată în partea de sud-est a orașului, în cartierul Koto. Prin forajele executate s-a pus în evidență următoarea succesiune stratigrafică: după traversarea depunerilor aluviale, groase de circa 40 m și care constau din nisipuri și marne puțin consolidate, s-a întîlnit

Pleistocenul, format din pietrișuri, nisipuri și marne, pînă la adîncimea de 178 m, sub care se intră în grupul Miura, format din gresie grosieră, conglomerate mărunte, marnă nisipoasă și marnă compactă. În această serie, în stratele de gresie grosieră sînt gaze dizolvate în apă.

Structură gazeiferă Mobara se situează la est de orașul Mobara, prefectura Chiba. Din punct de vedere tectonic, structura este fracturată într-o serie de blocuri, iar apele subterane, ce conțin gaze, sînt acumulate în capcane produse de falii. Forajele amplasate pe partea superioară a grupului Miura (Pliocen), ce apare la zi, au întîlnit gazele dizolvate în apele subterane, în partea inferioară a acestui grup, între 400—600 m adîncime.

VI. Bazinele petrolifere-gazeifere din Australia și Oceania

În Australia și Oceania se disting câteva bazine petro-gazeifere și posibil petro-gazeifere, dintre care unul de platforma (Bazinul Vest-Australian), iar celelalte premontane și intramontane. Până în prezent, au fost descoperite zăcămintele de hidrocarburi în bazinele: Sud-Australian, Australian de mijloc, Arafur, Vogelkop și Noua Zeelandă, iar indicații de petrol și gaze se cunosc în bazinele Vest-Australian, Noua Caledonie și Nord Noua Guinee. S-au obținut unele rezultate și în Insula Ceram, unde încă din anul 1877, pe coasta de nord est a insulei, a fost descoperită structura Boela, care se întinde și dincolo de țărm, unde s-a extins exploatarea. Sondele de pe această structură, amplasate pe Pliocen, format dintr-o alternanță de argile, nisipuri, marne, nisipuri grosiere și pietrișuri, au întâlnit, la circa 400 m adâncime, Triasicul. Obiectele de exploatare sînt cantonate în Pliocen, între 100—250 m adâncime, și în Triasic, care are o tectonică foarte complicată.

Vechi exploatări, prin puțuri de mînă, se cunosc pe coasta de est a Insulei Timor. În prezent, în această insulă se fac explorări în regiunea Suai-Matai.

În insulele Celebes, unde se cunosc iviri de petrol în regiunea Mandhar și în Insula Mouna, explorările făcute pînă în prezent nu au dat rezultate.

În insulele Filipine se cunosc iviri de gaze în regiunea Luzon și iviri de petrol în insula Cebu. De asemenea, asfaltul care impregnează gresiile și calcarele miocene din partea de nord a Insulei Leyte a format obiectul unor exploatări. Sondele forate pînă în prezent au întâlnit indicații de petrol și de gaze, iar unele au avut și ceva rezultate slabe de producție (sonda 4 Villalon, din Insula Cebu). Explorările continuă.

Clasificarea bazinelor din Australia și Oceania, după structura și încadrarea lor, este dată în tabelul 95.

54. Bazinul Vest-Australian

Bazinul Vest-Australian sau Carnarvon (fig. 32-111) se situează pe litoralul de vest al Australiei, deschizîndu-se în Oceanul Indian. Este delimitat la nord de zona de apariție la suprafață a Scutului Australian, la est de versantul de vest al Scutului Australian, iar la sud, în regiunea Ajana, tot de aparițiile la suprafață ale Scutului Australian.

Profilul stratigrafic al depozitelor care umplu acest bazin este foarte variat. Partea de vest a bazinului este umplută în general de depozite cretacice

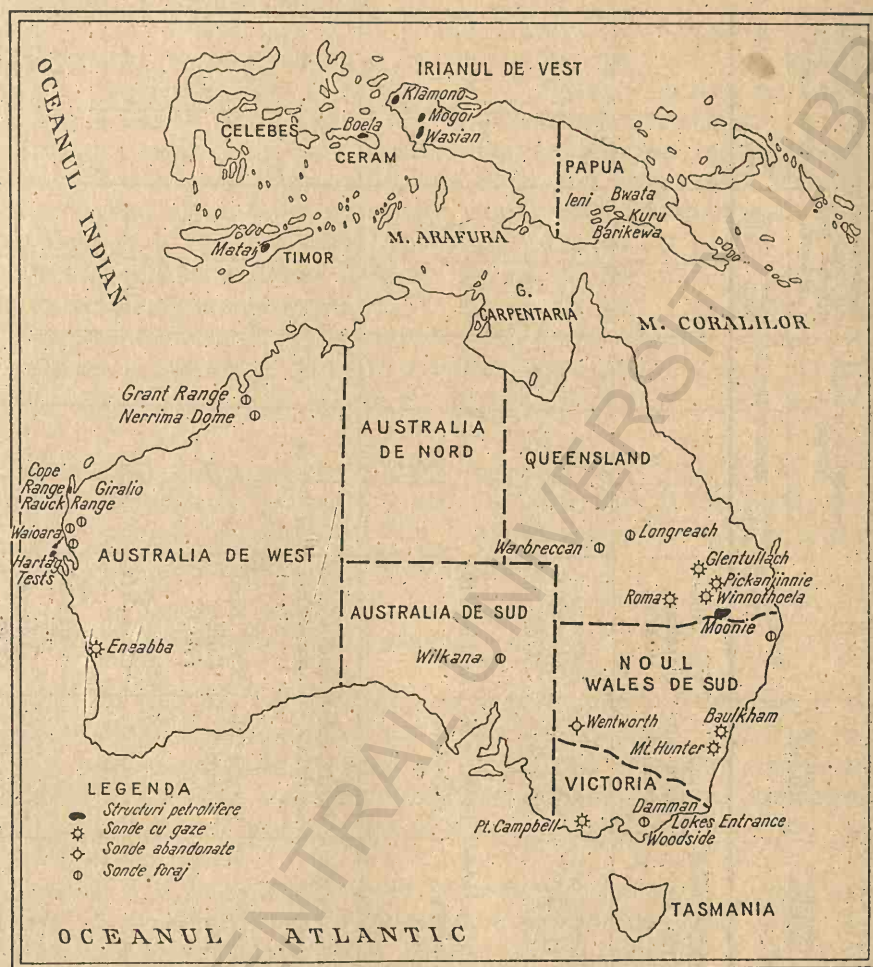


Fig. 172. Structuri petrolifere-gazeifere din Australia și Oceania.

și terțiare, iar în nordul acestei părți sînt întîlnite și depozite jurasice, care însă se efilează spre est. În partea de est a bazinului se întîlnesc depozite paleozoice ce aparțin intervalului stratificat Silurian-Permian. În acest bazin, unele slabe rezultate de producție s-au obținut din sondele forate pe cuta anticlinală Cape Ranez, unde obiectul de exploatare l-a format argilele fisurate ale Jurasicului. În partea de nord vest a bazinului, pe brachianticinalul Rough Range, slabe rezultate de producție s-au obținut din gresiile bazale ale Cretacicului.

Tabelul 95

Bazinele petro-gazeifere din Australia și Oceania (C. Beca)

Grupa de bazine	Subgrupa de bazine	Structura bazinelor	Încadrarea bazinelor	Bazine	Depozitele care umplu bazinul		Depozitele de importanță subordonată (după grosime)		Vista depozitelor de care este legată capacitatea petro-liferă gazeiferă	
					Paleozoic	Neozoic	Paleozoic	Mezozoic	Mezozoic	Neozoic
De plat-formă	Cu fundament precambrian.	Relativ simplă.	În mare parte sub-acvatică.	Vest Australian (111)	+			+		
	Legate de depresiunile premon-tane ale edificiiilor paleozoice.	Relativ complexă.	Scoasă mai mult la suprafață.	Australian de mijloc (112)	+			+		
	Legate de depresiunile premon-tane ale edificiiilor post-paleozoice.	Relativ complexă.	În parte îngropată.	Arafur (110)		+	+			+
Premon-tane	Legate de edificiiile montane paleozoice.	Relativ simplă.	Parțial sub-acvatică.	Sud-Australian (113)	+	+				+
	Legate de edificiiile cutate post-paleozoice și de geosinclinalele actuale.	Relativ simplă.	Parțial sub-acvatică.	Nord Noua Guinee (109)		+		+		
				Noua Caledonie (114)		+		+		+
Intra-montane				Noua Zeelandă (115)		+				+
		Relativ complexă.	Parțial sub-acvatică.	Vogelkopf (108)	+				+	

55. Bazinul Australian de mijloc

Acest bazin (fig. 32-112), cunoscut și sub numele de Marele bazin artezian Australian, se situează în centrul părții de est a Australiei, și este delimitat în nord de ridicarea fundamentului precambrian Seluin, în sud de o zonă de apariție a granitelor și gnaiselor precambriene și paleozoice inferioare din partea de nord est a Statului Australia de sud și din nord vestul statului Noul Wales de Sud, în vest de versantul estic îndepărtat al Scutului Australian, iar în est de catena din zona cumpenei apelor Australiei.

Peste fundamentul puternic dislocat, format pe marginea de est din depozite paleozoice metamorfozate, iar în partea de vest a bazinului din depozite precambriene, urmează Mezozoicul și Terțiarul inferior, reprezentat prin Eocen. Pe marginea de est, premontană, a bazinului, a fost pus în evidență și Permianul, gros de circa 1 000 m, format din serii argilonoșipoase.

În acest bazin, în special pe marginea de est, premontană, au fost puse în evidență în depozitele mezozoice o serie de cute anticlinale, legate de proeminențe îngropate ale fundamentului, iar prin foraje în sectorul Roma au fost descoperite zăcămintă de petrol și gaze.

56. Bazinul Sud-Australian (Gippsland)

Acest bazin (fig. 32-113) care ocupă o fișie din litoralul de sud-est al Australiei, se deschide în sud și sud-est în Marea Tasmaniei. Limita lui în partea de vest este oarecum convențională — în regiunea de apariție a depozitelor Mezozoicului. La nord este mărginit de Promontoriul Wilson. Spre nord, nord vest și nord est, el este bine delimitat de lanțul Alpilor Australieni și de ramificațiile acestora.

În Bazinul Sud Australian, umplut de seriile Carboniferului, Jurasicului și mai puțin de ale Terțiarului, care stau pe un fundament format din seriile Paleozoicului inferior și mediu, s-au obținut unele rezultate de producție atât de petrol cât și de gaze, de la sondele forate în regiunea Woodside, în general din gresiile bazale ale Jurasicului și Permianului. În sondele din regiunea Malta, s-au întâlnit urme de petrol în Triasic, iar în regiunea Longrich, urme de petrol și mai rar de gaze s-au întâlnit în seriile Paleozoicului inferior și de ozocherită în Jurasic. Între anii 1924 și 1951, din structura Lakes Entrance, situată pe marea de est a bazinului, din gresiile eocene s-a extras un petrol cu greutate specifică mare (0,96). În afară de aceasta, nu de mult, în regiunea Longrich a fost descoperită prima structură cu debite industriale, Moonie (fig. 173), care are o lungime de circa 8 km și o lățime de 1,6 km. Pe această structură, prin sonde adânci de 1 850 m, se exploatează petrol

din gresiile Jurasicului. Mai la nord, la Glentulloch, Pickunjinic, Winnathov-la, Combarngo, s-au obținut gaze și condensat din Permian, prin sonde adânci de peste 3 000 m.

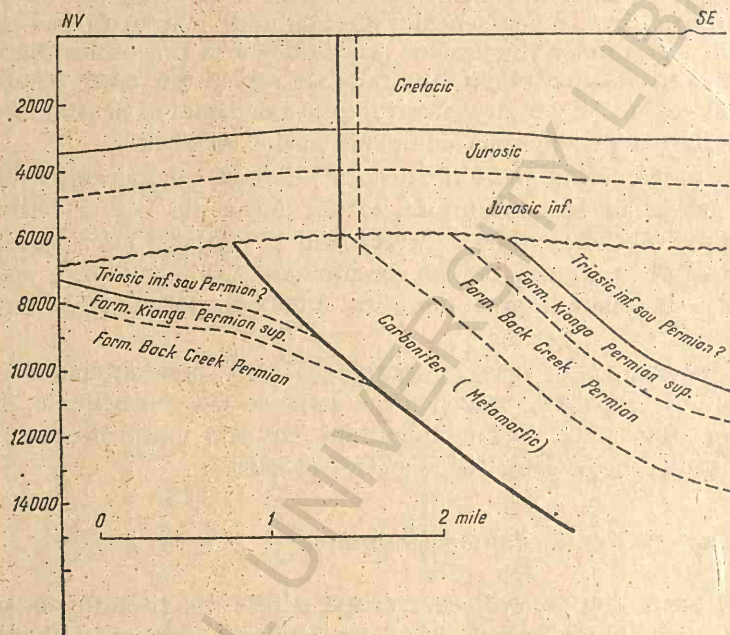


Fig. 173. Secțiunea transversală prin structura Moonie (Bazinul Sud-Australian).

57. Bazinul Arafur

Acest bazin (fig. 32-110), care ocupă partea de sud a Insulei Noua Guinee și nord-estul Australiei, este încadrat la nord de lanțul Munților Centrali ai acestei insule, iar la sud, pe marginea lui de platformă, de regiunea unde se dezvoltă la suprafață Precambrianul și Paleozoicul inferior de pe versantul Scutului Australian și de ridicarea Seluin, ce-l delimitează de Bazinul Australian de mijloc. În partea de est, bazinul este delimitat de catena din zona cumpenelor apelor Australiei, mai la nord de care se deschide în Marea Coralilor. În partea de vest, limita este considerată convențional de-a lungul limitei exterioare a Arcului Indonesian. O însemnată parte din acest bazin este ocupată de acvatoriile Mării Arafura, Golfului Carpentaria și Mării Coralilor. Ridicarea îngropată din Strîmtoarea Torres, dintre Peninsula York și Noua Guinee, împarte partea subacvatică a bazinului în două: partea de est, care cuprinde o porțiune din marea Coralilor și partea de vest, în care sînt cuprinse Golful Carpentaria și o parte din Marea Arafura.

În principal, partea terestră a bazinului este marginea lui premontană din sudul Insulei Noua Guinee, pe cînd marginea lui de platformă ocupă o suprafață mult mai redusă, din nord-estul Australiei, unde sînt depozite ale Triasicului superior și ale Cretacicului.

Pe marginea premontană a bazinului, în apropierea golfului Papua, greu accesibilă explorărilor, se cunosc apariții de petrol și gaze legate de depozitele mezozoice și cainozoice. Aici au fost puse în evidență o serie de cute anticlinale, în general, de direcție est-vest.

Pe coasta Golfului Papua, lîngă Port Moresby, se cunosc emanații de gaze și vulcani noroioși. Nu departe de coasta Golfului Papua s-au forat sonde la Aramia, Omati, Kariava, Upoia, Hohoro. În unele din aceste sonde au fost înlînite indicații de petrol în Miocen. Sonda forată pe cuta anticlinală Kariava, care a atins adîncimea de 3 848 m, a traversat Miocenul format într-o alternanță de argile și gresii, în care, în zonele unde aflorează sînt iviri de petrol. Sondele forate în ultimii ani pe cutele Bwata Kuru și Barikewa au descoperit gaze în Miocen, iar cele forate la Iehi au pus în evidență acumulări de petrol. Aceste rezultate pun problema continuării explorărilor în Papua.

58. Bazinul Vogelkop

Acest bazin (fig. 32-108) se întinde pe teritoriul Peninsulei Bomberei și în partea de nord-vest a Peninsulei Noii Guinee și se deschide în sud-vest în Marea Ceram. La nord est și est, bazinul este limitat de lanțul munților Arfok și de anticlinorium Argoeni.

Fundamentul bazinului este format, în general, din șisturi metamorfice și eruptive. Cuvertura sedimentară ce îl acoperă are o grosime de circa 10 000 m și este formată din depozite ce aparțin Paleozoicului superior, Mezozoicului, Terțiarului și Cretacicului. Depozitele detritice ale Paleozoicului superior, reprezentat prin Carbonifer și Permian, au o grosime de circa 2 500 m. Triasicul are o grosime de circa 150 m, iar Jurasicul și Cretacicul inferior totalizează 500 m grosime. Urmează o stivă de 1 000 m de calcare ce aparțin Cretacicului superior-Miocenului inferior. Miocenul superior este format din calcare, marne și argile marnoase și are o grosime de 3 000 m. Urmează depozitele argilo-nisipoase ale Pliocenului și Cuaternarului în grosime de circa 4 000 m. Grosimea cuverturii sedimentare este mult redusă pe Platoul Adjamarve, pe ale cărui versante Miocenul superior este format din calcare recifale.

Bazinul este împărțit în două depresiuni de către Platoul Adjamarve, situat în partea lui de mijloc. În cele două depresiuni—Bintoeni în est și Salawati în vest—depozitele mezozoice și terțiare sînt puternic cutate și în proeminențele calcarelor recifale ale Miocenului, sînt o serie de structuri. Pe marginea de est a Depresiunii Salawati este structura Klamono, iar pe marginea nord-vestică a Depresiunii Bintoeni, sînt situate structurile Wasian și Mogoi, care au ca obiecte de exploatare calcarele recifale ale Miocenului superior, dovedite însă pînă în prezent slab productive.

59. Bazinul Noua Caledonie

Acest bazin (fig. 32-114), care ocupă partea de sud vest a Insulei Noua Caledonie, se deschide înspre sud-vest în Oceanul Pacific și este delimitat în nord est de masive de peridotite și serpentine.

Cea mai mare parte din fundamentul bazinului este formată din roci metamorfice, care predomină în partea de nord a insulei, și din roci metamorfice, care acoperă partea de sud a bazinului, cu excepția unei fișii marginale.

Depozitele care umplu bazinul au în bază Permo-Jurasicul, caracterizat prin grauwich, acoperite de argilele și gresiile cretacee, deasupra cărora, puternic discordant, urmează Eocenul superior gros de circa 2 000 m, format din calcare, argile și calcare negre bituminoase. Oligocenul se caracterizează prin peridotite, dolerite și bazalte, iar Miocenul inferior, gros de numai 30 m și cu care se încheie profilul stratigrafic, este format din argile și gresii.

Iviri de petrol în acest bazin se cunosc încă din anul 1896, în partea de sud a regiunii Koumac, în masivul de peridotite și serpentine de la Siounda. Se consideră că aceste iviri au legătură cu Eocenul care aflorează în regiune. Indicații de petrol apar în regiunea Boulouparis, la Gillès, Ouanombuè, Montagnés și la Queen Toro, în regiunea Nouméa.

O parte din formațiunile sedimentare (Cretacic-Eocen) formează cute dispuse în evantaie. Depozitele sedimentare, puternic tectonizate, sînt întîlnite pe o suprafață mai mare la nord de pragul de la Moindou, care împarte insula în două și pe o suprafață mai redusă, la sud de acesta.

Sonde forate pe marea cută anticlinală la Gouaro au întîlnit urme de petrol în fisurile gresiilor eocene; de asemenea au fost întîlnite urme de petrol în fisurile serpentinelor, de sondele de mică adîncime, forate în regiunea Koumac.

60. Bazinul Noua Zeelandă

Acest bazin (fig. 32-115), cunoscut sub numele de Taranaki, ocupă partea de sud vest a insulei cu același nume. Se deschide înspre vest în Marea Tasmaniei, iar înspre est este încadrat de edificiul cutat Cainozoic al insulei. În Bazinul Noua Zeelandă, umplut cu depozite terțiare, în regiunea New-Plymouth a fost descoperită o mare structură de gaze și condensat — Kapuni, precum și o mică structură petroliferă afectată la o ridicare legată de un lacolit.

VII. Bazinele petrolifere-gazeifere din Africa

Scurt istoric privind dezvoltarea exploatării. Tipuri de bazine. Prima structură petroliferă cunoscută în Africa a fost structura Ain-Zeft din partea de nord a Algeriei, descoperită în anul 1880. Cu toate că între anii 1900—1920 lucrările de prospecțiuni au fost reduse ca volum, ele executându-se în special în regiunile cu apariții de petrol și gaze, în această perioadă are loc începutul unei exploatări industriale a zăcămintelor de petrol. Descoperirea, în anul 1913, a marii structuri Hurghada din R.A.U. a făcut ca producția de petrol a acestei țări să ajungă în anul 1920 la 151 mii tone. Între anii 1921 și 1940 au fost descoperite zăcăminte de petrol în Maroc, în Depresiunea Rharb, și noi structuri petrolifere în R.A.U., în zona Golfului de Suez. În anul 1940 producția de petrol a R.A.U. a ajuns la 941 mii tone, în timp ce producția întregului continent Africa, afară de R.A.U., era de 95 mii tone.

În aceeași perioadă au început să se facă prospecțiuni geologice și foraje în regiunea Dannhauser din partea de nord a Natalului din Uniunea Sud Africană, în Uganda, Nigeria, Congo, Ruanda, Ghana, Republica Malgașă (Madagascar). Un salt însemnat în producția de petrol s-a produs în perioada 1940—1961 și mai ales la finele anului 1950, când au fost descoperite structuri petro-gazeifere, atât în depresiunile interne ale continentului African, cât și în depresiunile litorale. Noile structuri petrolifere descoperite în Algeria, Libia, Nigeria, Camerun, Gabon, Angola au făcut ca producția de petrol a Africii să ajungă în anul 1966 la 134 milioane tone.

Lucrări de prospecțiuni au fost făcute și în Somalia, Kenya, Republica Malgașă, Congo (Brazaville), Mali, Mauritania, Sahara Spaniolă și în alte țări. De asemenea, în urma explorărilor făcute în Algeria au fost descoperite mari zăcăminte de gaze. Toate descoperirile făcute în ultimul timp permit să se întrevadă în mod optimist perspectivele petrolifere și gazeifere ale celor mai multe țări din acest continent, inclusiv aceloră în care pînă în prezent n-au fost încă descoperite structuri petrolifere sau gazeifere. Așa de exemplu, în anul 1966 în Congo (Kinshasa) a fost descoperită prima structură petroliferă la Lindu.

După unitățile geologice în care sînt situate, în Africa se deosebesc două tipuri de bazine: de platformă și intramontane.

1. Bazine de platformă

— În partea de nord a Africii: Bazinul Libian (122)*, Bazinul Sahara (121), Bazinul Mării Roșii (123).

— Pe litoralul de vest al Africii: Bazinul Vest-African (120), Bazinul Golfului Guineea (130).

— Pe litoralul de est al Africii: Bazinul Mozambic (135), Bazinul Est-African (133), Bazinul Madagascar (137).

În zona internă a Platformei Africane: Bazinul El Djouf (124), Bazinul Fluviului Congo (131), Bazinul Dollolbos (125), Bazinul văilor recife ale Africii de est (132), Lacul Ciad (126), Bazinul Volta (127), Bazinul Nilului superior (128).

2. Bazine intramontane

— În partea de nord a Africii: Atlasul Central (118), Atlasul de nord (117), Atlasul de est sau Tunisian (119), Atlasul de vest sau Marocan (116).

— În partea de sud a Africii: Bazinul Karroo (136).

— În partea de est a Africii: Golful Aden (129).

Clasificarea bazinelor din Africa, după structura și încadrarea lor, este dată în tabelul 96, unde se menționează și depozitele care umplu bazinele respective și de care este legată capacitatea petro-gazeiferă. Exemplele date privesc numai bazinele care au fost studiate mai bine.

61. Bazinul Mării Roșii

Acest bazin (fig. 32-123) se întinde pe teritoriile R.A.U., Sudanului, Etiopiei, R. A. Yemen, Republica Populară a Yemenului de Sud și al Arabiei Saudite. El este delimitat în nord și est de marginile de vest ale platourilor peninsulelor Sinai și Arabă, în vest de marginile de est ale platourilor deșerturilor Arab și Nubian, iar în sud-est se închide în zona strâmtoarei Bab-el-Mandeb, unde după toate probabilitățile există un prag îngropat de care este legată ridicarea fundului mării (de la 2 000 m până la 170 m).

Cu excepția unor porțiuni litorale dispartate, bazinul este ocupat de apele Mării Roșii și ale Golfului de Suez și Golfului Akaba.

Seriile sedimentare, în special cele neogene, s-au păstrat numai în unele porțiuni foarte înguste ale litoralului bazinului: pe malurile Golfului de Suez, de-a lungul părții egiptene a litoralului Mării Roșii și în Etiopia. În vest, seriile sedimentare sînt scufundate sub nivelul mării, ale cărei maluri sînt formate din roci efuzive precambriene.

Tectonica de detaliu a Bazinului Mării Roșii a fost studiată în regiunea litoralului Golfului de Suez, unde sînt toate structurile petrolifere cunoscute pînă în prezent. Această parte a bazinului formează regiunea petroliferă Suez — un graben îngust, lung de circa 350 km și lat de 50 km, care reprezintă prelungirea grabenului Mării Roșii. Grabenul se întinde pe direcția nord

*) Cifrele în paranteză indică numărul bazinului pe hartă.

Bazinele cunoscute și posibil petro-gazifere din Africa (C. Beca)

Grupa de bazine	Subgrupa de bazine	Structura bazinelor	Încadrarea bazinelor	Bazine	Depozitele care umplu bazinul			Depozitele de importanță subordonată ca grosime			Depozitele de care este legată capacitatea petro-gaziferă		
					Paleo-zoic	Mezo-zoic	Neo-zoic	Paleo-zoic	Mezo-zoic	Neo-zoic	Paleo-zoic	Mezo-zoic	Neo-zoic
De platformă	Cu fundament precambrian.	Relativ simplă.	Scoasă mai mult la suprafață.	Marea Roșie (123)	+	+	++				+	+	+
				Văile Recife ale Africii de Est (132)									
				Lacul Ciad (126)	+	+	+						
		Relativ complexă.	În mare parte subacvatică.	Nilul superior (128)	+	+	+						
				Riul Volta (127)	+	+	+						
Intramontane	Legate de edificii paleozoice și de geosinclinalele actuale.	Relativ complexă.	În mare parte îngropată sau subacvatică.	Vest African (120)		+	+						+
				Golf. Guinea (130)		+	+						+
				Est-African (133)		+	+						+
				Mozambic (135)		+	+						+
				Magadascar (137)		+	+						+
		Relativ simplă.	Încadrarea la suprafață.	Fluviul Congo (131)	+	+	+						+
				El-Djouf (124)	+	+	+						+
				Sahara (121)	+	+	+						+
				Dollolbos (125)	+	+	+						+
				Kalahari (134)	+	+	+						+
Intramontane	Legate de edificii paleozoice și de geosinclinalele actuale.	Relativ complexă.	Încadrarea la suprafață.	Libian (122)	+	+	+						+
				Karoo (136)	+	+	+						+
				Atlasul central (118)		+	+						+
				Atlasul de Nord (117)		+	+						+
				Atlasul de Est (Tunisian) (119)		+	+						+

vest-sud est și se deschide în Marea Roșie, unde se poate presupune prezența unei bariere structurale îngropate, așezată în prelungirea grabenului Akaba.

Fundamentul precambrian al regiunii petrolifere Suez, format din granite și gnaise, este foarte compartimentat de un sistem de falii de-a lungul cărora, în partea centrală, el se scufundă la o adâncime considerabilă, iar spre marginile bazinului se ridică treptat, ajungând la suprafață în culele anticlinale de lângă Djebel-Zeit.

Peste fundament este așezată transgresiv o serie groasă de peste 2 000 m de formațiuni sedimentare ale Paleozoicului superior, Mezozoicului și Cainozoicului, care prezintă o mare variație de litofacies (tabelul 97).

Tabelul 97

Profilul stratigrafic sumar al regiunii petrolifere Suez

Seria	Etajul	Scurtă descriere litologică	Grosimea, m
Pleistocen		Nisipuri, argile, calcare, conglomerate.	
Pliocen		Calcare, argile, nisipuri.	50—60
Miocen	Tortonian, Helvetian (Seria lagunară)	Gipsuri, sare gemă, mai rar calcare recifale, argile și marne.	Până la 300
	Burdigalian (Seria cu Globigerine)	Calcare și marne cu Globigerine.	Până la 1 000
	Orizonturile bazale	Conglomerate și gresii cu elemente mari.	
Eocen	Seria de Esna	Calcare, gresii, argile. Marne compacte.	Până la 400 — 500
Cretacic superior		Gresii, cretă, marne argile.	500—700
Cretacic inferior Carbonifer (superior și inferior) și posibil Devonian	Seria de Nubia	Nisipuri și gresii de origine continentală cu intercalații de dolomite, calcare, argile.	700 m

Precambrian

Roci eruptive și metamorfice.

Din punct de vedere tectonic, regiunea petroliferă Suez este foarte complicată. Anticlinalele din această regiune, după cum arată P. van der Ploeg, nu sînt cîte obișnuite, conjugate cu sinclinalele lor vecine. Formarea lor este legată de proeminențele tectonice îngropate ale fundamentului, ale cărui blocuri ridicate sînt grupate în zone extinse de horsturi, acoperite de formațiuni sedimentare ce formează bolți slab înclinate, compartimentate de falii, care obișnuit nu ajung pînă în depozitele miocene.

De aceste zone anticlinale sînt legate structurile regiunii de Suez cunoscute pînă în prezent. Pe litoralul vestic al Golfului de Suez sînt structurile: Hurgada, Gamsa, Karrem, Ras Gharib, Ras Bakr, Rahmi, Amer, iar pe litoralul estic structurile: Abu Durba, Ekma, Morgan, Belayim terestru, Belayim marin (fig. 174), Wadi Feiran, Sidri, Abu Rudeis, Asl, Ras Matarma, Sudr.

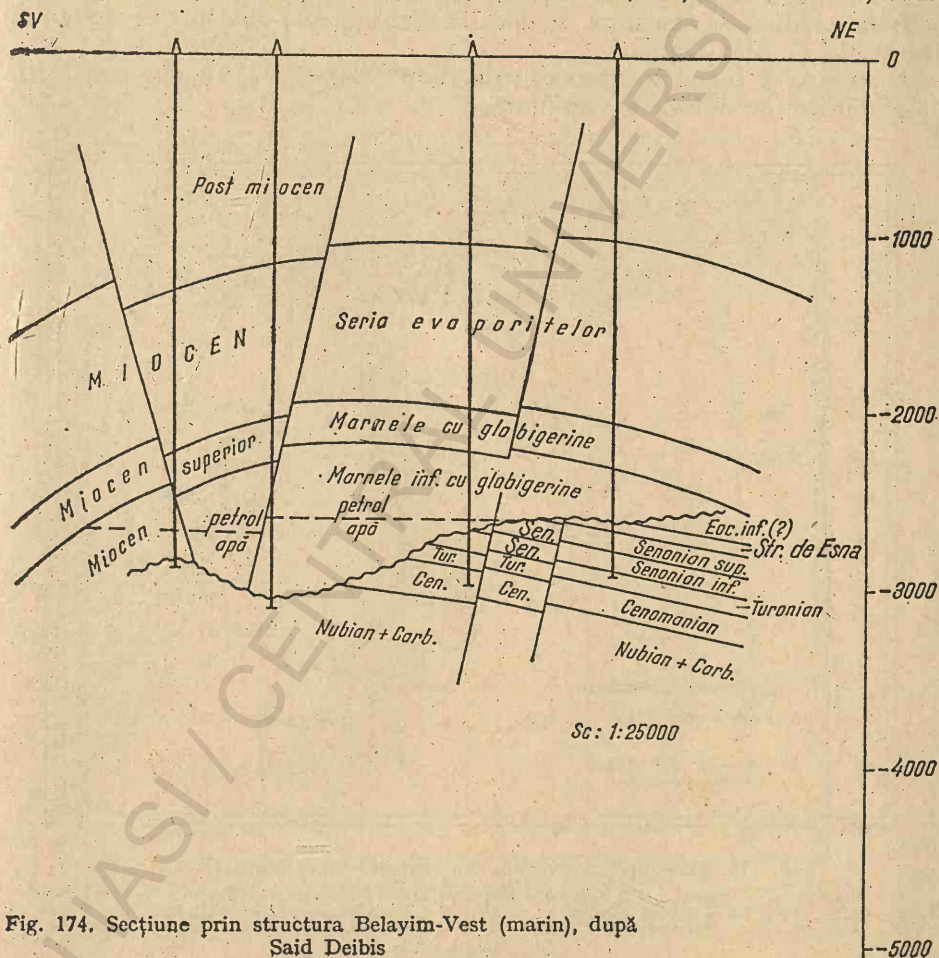


Fig. 174. Secțiune prin structura Belayim-Vest (marin), după Said Deibis

Principalele orizonturi productive sînt legate de gresiile „Seriei de Nubia” și mai ales de calcarele și gresiile Eocenului și ale Miocenului. Zăcămintele sînt stratiforme, ecranate tectonic și stratigrafic, sau masive în proeminențe structurale. Afluxuri neînsemnate de petrol s-au obținut pe structura Hurghada din granitele fisurate și gresiile arcoziene.

Restul bazinului Mării Roșii, pînă în prezent, este mai puțin studiat.

În istoricul lucrărilor de exploatare a zăcămintelor de petrol din Bazinul Mării Roșii se deosebesc mai multe etape:

— etapa întâia, în intervalul de timp 1886—1910, cînd au avut loc tentative de cercetări, în scopul punerii în evidență a zăcămintelor de petrol. În această etapă a fost descoperită structura petroliferă Gamsa (1908);

— etapa a doua, în intervalul de timp 1910—1930, caracterizată printr-o activitate redusă de explorare. În această etapă au fost descoperite structurile Hurghada și Abu Durba;

— etapa a treia, în intervalul de timp 1930—1937, caracterizată prin lipsa oricărei activități de explorare;

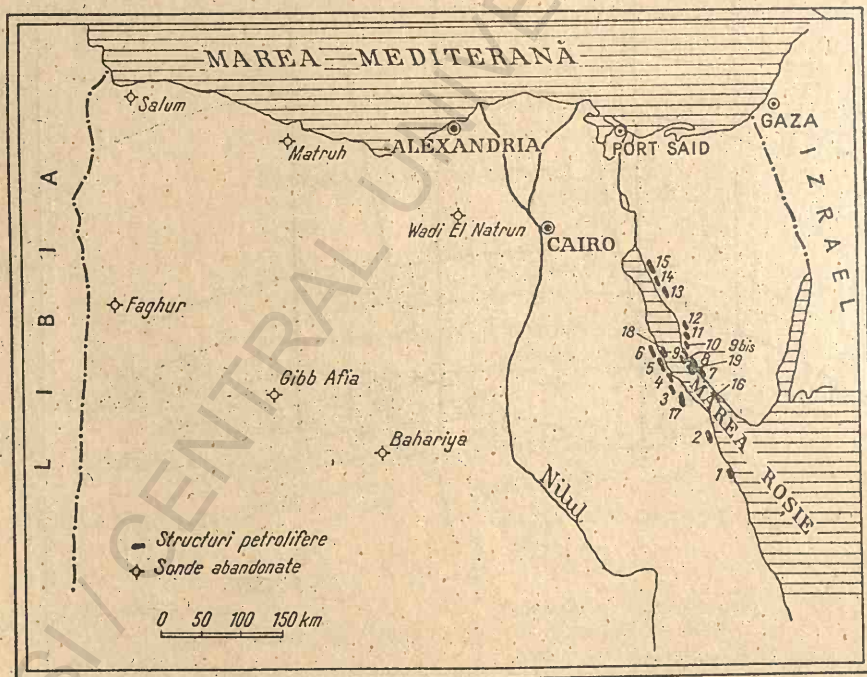


Fig. 175. Structurile petrolifere din regiunea Mării Roșii (R.A.U.):

- 1 — Hurghada; 2 — Gamsa; 3 — K'Reim; 4 — Ras Gharib; 5 — Ras Bakr; 6 — Rahmi; 7 — Abu Durba; 8 — Ekma; 9 și 9 bis — Belaym terestru și marin; 10 — Wadi Feiran; 11 — Sidri; 12 — Abu Rudeis; 13 — Asl; 14 — Ras Matarna; 15 — Sudr; 16 — Ras Gharibmarin; 17 — Kareem; 18 — Amer; 19 — Morgan marin.

— etapa a patra, în intervalul de timp 1937—1946. În această etapă, cu toate că s-au făcut explorări pe scară mare, a fost descoperită numai o singură structură;

— etapa a cincea, în intervalul de timp 1946—1950. În anul 1946 a fost descoperită structura Sudr, în anul 1948, la circa 15 km sud-est de ea, a fost descoperită structura Asl, iar în anul 1949 au fost descoperite structurile Ras Matarma și Wadi-Feiran;

— în etapa a șasea, din anul 1950 și pînă în prezent, au fost descoperite încă 10 structuri. În anul 1966—1967 în deșertul de vest au fost descoperite primele structuri petrolifere la Alamein și Chattara Rim în Cretacic, iar în delta Nilului s-au descoperit primele structuri gazeifere la Karf el Sheikh și Abu Madi.

În tabelul 98 sînt date structurile petrolifere din regiunea Suez.

62. Bazinul Libian

Bazinul Libian (fig. 32-122), care ocupă o mare suprafață din teritoriul Libiei și R.A.U. și mai puțin din ale Sudanului și Tunisiei, este delimitat

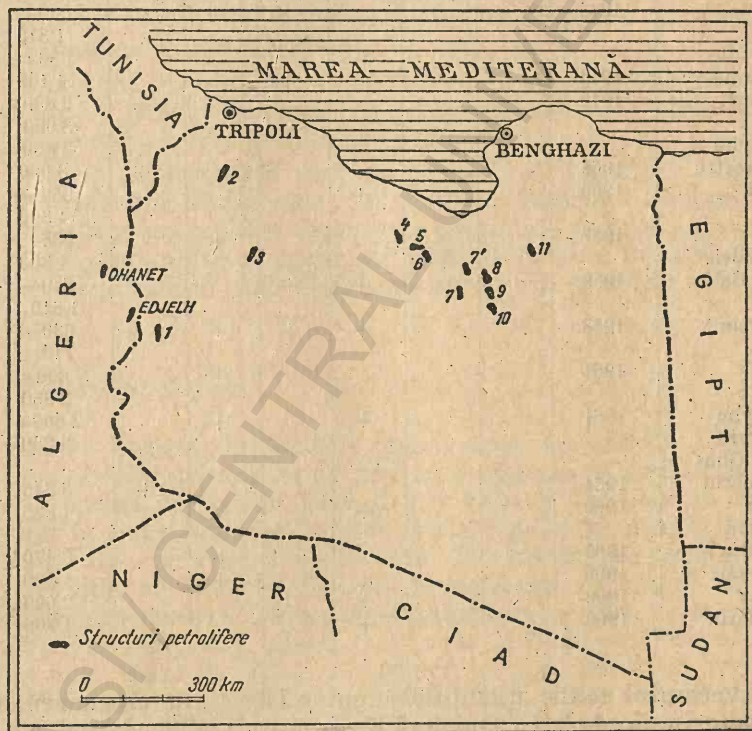


Fig. 176. Structurile petrolifere din Libia:

- 1 — Atshan; 2 — Tlacin; 3 — Emgayet; 4 — Mabruk; 5 — Dahra; 6 — Horfa; 7 — Beda;
7 — Raguba; 8 — Zelten; 9 — Waha; 10 — Defa; 11 — Gialo.

Tabelul 98

Structurile petrolifere din regiunea Mării Roșii (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare						Adâncimea medie a sondelor, m
		Precam- brian	Carbo- nifer	Cretacic	Eocen	Miocen		
						inferior	mediu	
Gemsa (abando- nată)	1908							130— 660
Hurghada	1913	+(?)	+	+		+	+	330— 980
Abu Dur- ba (a- bando- nată)	1918			+		+		
Ras Gharib	1938		+			+		430— 760
Sudr	1946				+	+		650— 1 100
Asl	1948				+	+		600— 1 315
Ras Ma- tarma	1949				+	+		550— 1 100
Feiran	1949						+	2 650— 3 000
Belayim terestru	1955						+	2 660— 3 000
Sidri	1959			+				955— 1 300
Abu Rudeis	1957					+		955— 1 300
Ras Bakr	1958			+	+			840— 1 310
Karrem	1958			+	+	+		630— 710
Ekma	1961					+		2 800— 2 850
Belayim marin	1961			+		+		2 500— 3 280
Ras Gha- ra marin	1964						+	3 545
Amer	1965			+				1 825
Morgan marin	1965					+		3 470
Shoukair	1966					+		800
Bahar	1966			+				2 000
G. Marin	1966			+				1 700

În sud de versantul nordic al lanțului muntos Tibesti, de proeminențele fundamentului cristalin de la El Quigh el Kebir și Erdi și de platoul Deșertului Arab; limita vestică dintre Bazinul Libian și Bazinul Sahara este mai puțin precizată, mai ales în partea ei nordică. Ea trece de-a lungul unor coline,

dintre care de la sud către nord, se menționează: Haroudj es Avsad, Djaebel el Soda, Hamada el Hamura. Acest bazin, cu o structură complexă, se deschide în nord în direcția Mării Mediterane.

Pînă în prezent, stratigrafia și tectonica Bazinului Libian este relativ puțin studiată. Formațiunile geologice ale intervalului stratigrafic Cambrian-Carbonifer inferior apar la suprafață în partea de sud a bazinului, iar în nordul bazinului ele au fost întîlnite prin foraje. Pe fondul monoclinal al acestor formațiuni, cu înclinare regională spre nord, se disting o serie de cute anticlinale. Pronunțat discordant, urmează depozitele Carboniferului superior și ale Permianului, reprezentate prin faciesuri continentale. În partea de nord a bazinului sînt mai complet dezvoltate depozitele mezozoice, reprezentate prin faciesuri terigeno-carbonatate, a căror cutare scade în intensitate de la nord spre sud. Cutele anticlinale de mare anvergură au înclinări de cîteva grade și sînt paralele cu litoralul Cyrenaicăi.

Acumulările de petrol legate de cute anticlinale sînt cantonate în gresiile cuarțitice de vîrstă Cambrian-Ordovician (El Tmal, Amal), în calcarele recifale ale Cretacicului superior, Paleocenului și Eocenului (Beda, Dahra, Zelten, Defa, Samah, Waha), în calcarele eocene (Gialo) și în granitele fisurate ale fundamentului (El Rakb).

În prezent, în afară de structura Zelten, ale cărei obiecte de exploatare (Paleocen și Cretacic) au o grosime de 100 m, o intensă activitate de exploatare are loc și pe structurile Duhra și Raguba.

În afară de structurile sus menționate, pe teritoriul Libiei, atît în limitele Bazinului Libian cît și în limitele Bazinului Sahara, de pe o serie de structuri au fost obținute noi rezultate de producție prin una sau mai multe sonde, fără ca aceste structuri să fie puse în exploatare pînă în prezent. În tabelul 99 sînt menționate structurile petrolifere de pe teritoriul Libiei.

63. Bazinul Sahara

Bazinul Sahara (fig. 32-121) este format din cîteva depresiuni mari. El ocupă cea mai mare parte din teritoriul Algeriei și porțiuni din teritoriile Libiei, Tunisiei, Marocului, Mauritaniei Saharei Spaniole și Mali. El este delimitat în sud de masivele precambriene Eglab, Ahaggar și Tibesti, în est și nord-est de o serie de coline formate din depozite mezozoice, în nord de lanțul muntos al Atlasului Saharei, în nord-vest de Munții Anti-Atlas, iar în vest de proeminențe ale fundamentului care se prezintă ca un platou (v. fig. 177). Bazinul Sahara se leagă cu Bazinul El Djouf prin Depresiunea Chech, situată între masivele Eglab și Ahaggar, iar prin terminația sudică a Depresiunii Mourzouk, situată între masivele Ahaggar și Tibesti, se leagă cu Bazinul Lacului Ciad. Cuvertura sedimentară (tabelul 100) acoperă fundamentul cutat precambrian, care în partea centrală a bazinului se afundă pînă la cîteva mii de metri și apare în partea de sud a bazinului.

Tabelul 99

Structurile petrolifere și gazeifere din Libia (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare							Adin- cimea medie a son- delor, m
		Com- brian- Ordovi- cian	Pre- cretacic	Cretacic	Paleo- cen	Eocen inferior	Eocen	Oligo- cen	
Atshan	1958								900
Bahi	1959								1 850
Dahra	1959				+				1 500
Tahara	1959								2 300
Amal	1959	+							3 000
Beda	1959				+				1 560
Bir									
Flacsin	1959	+							2 700
El Tmal	1959	+							3 340
El-Gayet	1959								1 250
Mabruk	1959								1 000
Zelten	1959					+			1 730-
									2 340
Hofra	1960				+				975-
									1 125
Waha	1960			+					2 000
Defa	1960				+		+	+	1 710
Raguba	1961	+		+					1 700
Gialo	1961						+		670-
									1 920
Sarir	1961			+					
Samah	1962	+		+					1 950
Etel	1962			+					2 320
Ora	1962		+	+	+				2 100
Rakb	1962	+							2 920
Facha	1962								1 190-
									1 420
Kotla	1962			+					2 000
Sabil	1962								
Jebel	1962	+		+					1 230
Belhedan	1962				+				
Zaggut	1962				+				
Umm									
Farud	1962				+				
Haram	1964	+		+					
Ain Jarbi	1964					+			
Meghil	1964					+			
Ralah	1964			+					3 000
Farrud	1964				+				
Ed Dib	1964								
Khuff	1964			+					
Zauam	1965		+						2 050
Supra-									
fața 93	1965	+							1 870
Nafuora	1965	+		+	+	+			800
Arshad	1966	+		+					3 380
Soora	1966			+					2 800
Ghetmir	1966							+	1 880
Augila	1966			+					2 940

Tabelul 100

Profilul stratigrafic sumar al Bazinului Sahara (completat de C. Beca)

Sistem, serie	Etaaj	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea medie, m
Quaternar		Nisipuri ce formează dune.	200—300
Pliocen-Miocen		Argile și nisipuri continentale cu intercalații de calcare.	200
Eocen		Gresii, marne, anhidrite, argile.	100
Cretacic superior		Calcare, dolomite, marne, anhidrite, mai rar argile și gresii.	Până la 1000
Cretacic inferior		În general gresii și nisipuri continentale care formează marele rezervor acvifer al Saharei. Local intercalații de gipsuri și argile.	200—1 200
Jurasic		Marne, anhidrite, argile, predominind calcarele și dolomitele (răspindire limitată, în partea de nord-vest a bazinului).	600—1 400
Triasic		Sare. Local intercalații de dolomite. Gresii	450—750 150—200
Permian		Calcare și gresii (numai în partea de sud a Tunisiei).	
Carbonifer superior	Stephanian	Argile roșii și gresii arkozice (în nordul Saharei și partea de sud a Tunisiei).	700
	Westfalian	Gresii și șisturi; calcare în regiunea Colomb-Béchar.	3 000
Carbonifer inferior	Namurian	Marne, argile, gresii și gipsuri.	Cîteva sute de metri
	Visean	Argile șistoase cu intercalații, în partea mijlocie, de gresii ce formează bune rezervoare.	900—1 150
	Tournaisian	Argile cu intercalații de calcare și gresii. În depresiunile Reggane și Ahnet, Carboniferul este înțilnit în succesiune normală peste Devonianul superior; în partea de est a Depresiunii Fort Polignac, el este transgresiv pe una din seriile Devonianului sau direct pe Gothlandian.	100—400
Devonian superior		Argile, cu concrețiuni mari calcaroase în bază, la partea superioară cu banc calcaro-grezos.	1 000—1 500
Devonian mediu		Argile slab bituminoase în care sînt intercalate cîteva orizonturi de calcare bituminoase.	10—200
Devonian inferior		La marginea regiunii Ahaggar este reprezentat prin gresii grosiere, iar către nord prin gresii argiloase.	150—300

Tabelul 100 (continuare)

Sistem, serie	Etaaj	Scurtă caracterizare litologică		Grosimea medie, m
Gothlandian		Șisturi argiloase negricioase (probabile roci mame); local la partea superioară calcare cu intercalații grosiere argiloase.		150—600
Ordovician		Regiunea Messaoud	Regiunea Fort Polignac	50 pînă la peste 500
		Argile microconglomeratice (gresia de Mazoula). Complexul argilo-grezos superior (gresia de Larroque sup., argilele și gresiile de Oued Saret). Complexul grezos intermediar al gresiei cuarțitice de Hamra. Complexul argilogrezos inferior (argilele de El Gassi, gresii de Larroque inf.).	Complexul argilo-grezos de Gara Louk. Complexul argilo-grezos de Edjeleb. Gresiile cuarțitice de Hamra. Argilele grezoase de Kraf.	
Cambrian		Gresii cuarțitice Alternanță de gresii cuarțitice și argile. Complexul grezoconglomeratic (gresia de Messaoud).	Gresii cuarțitice, gresii ondulate, complexul grezo-conglomeratic (Gresia de Hassi Leila).	

Precambrian Șisturi cristaline, granite.

Depresiunea de vest. Această depresiune, din care marele Erg occidental ocupă o parte, se întinde în nord-vestul bazinului. În vest și sud-vest este delimitată de lanțul muntos Ougarta; prin ridicarea Tademaït este separată de Depresiunea Ahnet. În est, ea este delimitată de o ridicare îngropată, situată în prelungirea ridicării Idjerane a Masivului Ahaggar, iar în nord de marea falie a Atlasului de nord.

În Depresiunea de vest, în care se disting alte două depresiuni mai mici — Depresiunea Colomb-Béchar în nord-vest și Depresiunea Mac-Mahon în sud est, separate de ridicarea Rharrb, au fost puse în evidență mai multe zone de cute anticlinale slab înclinate, dintre care cea mai bine studiată pînă în prezent este zona legată de ridicarea îngropată Idjerane. În extremitatea nordică a acestei ridicări se află marea structură gazeiferă Hassi R'Mel. Din această structură se exploatează gaze umede, conținînd 150 g gazolină la m³. Rezervele acestei structuri, ale cărui obiect de exploatare are o grosime de 50 m, sînt estimate la 1 000 miliarde m³.

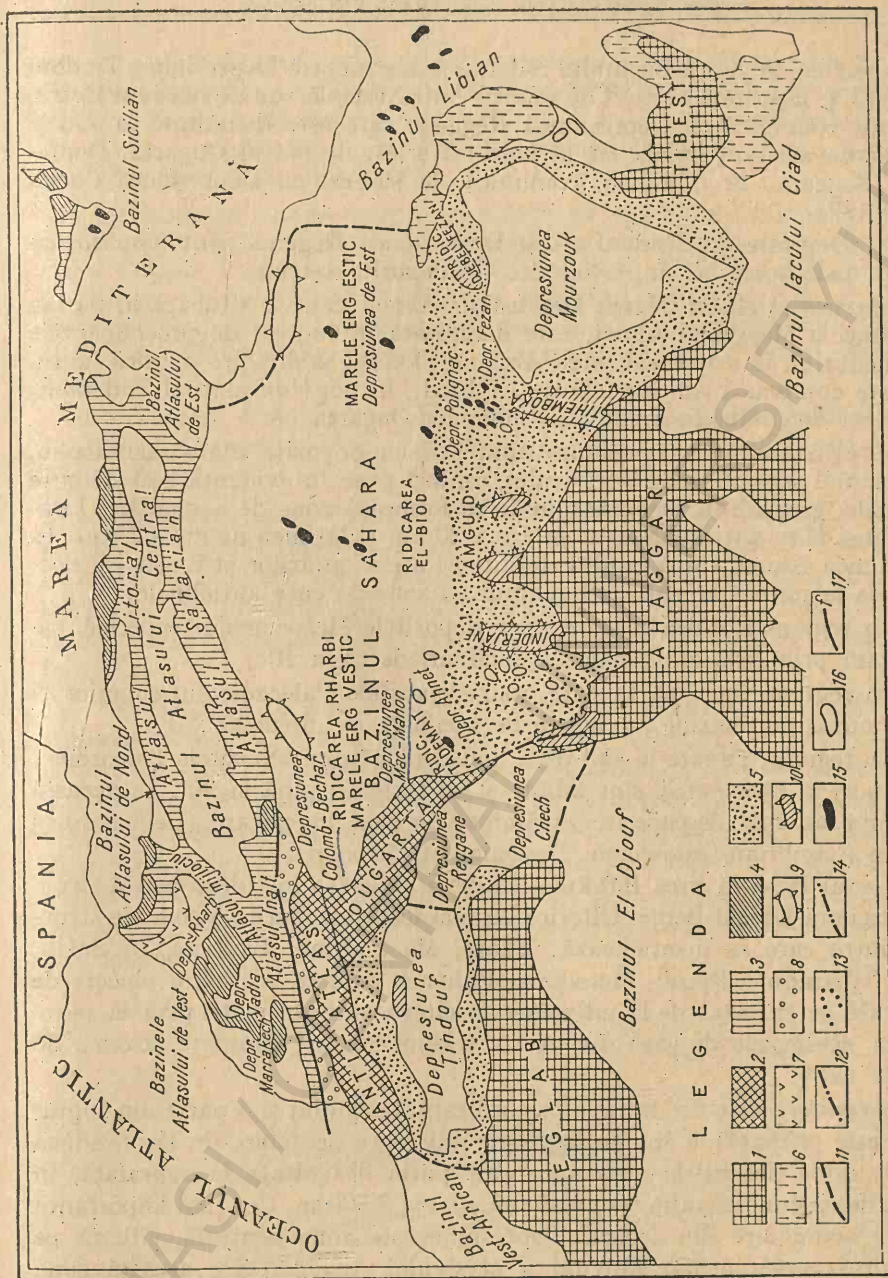


Fig. 177. Bazinele petro-gazifere ale Africii de Nord (după B.A. Sokolov, 1964):

1 — Proeminențele fundamentului precambrian în limitele Platformei Africane; 2 — Munții Anti-Atlas și Ugarita; 3 — Munții Atlas; 4 — masive cristaline; 5 — iviri la suprafață a depozitelor paleozoice; 6 — platouri de lavă; 7 — pinza Rifana; 8 — depresiuni interne între Atlas și Anti-Atlas; 9 — ridicări îngroșate paleozoice; 10 — ridicări paleozoice; 11 — limita bazinelor; 12 — limita de separare a depresiunilor; 13 — limitele ivirilor la suprafață a depozitelor cretacee; 14 — partea cea mai ridicată a Depresiunii Estice; 15 — structuri petrolifere; 16 — structuri gazifere; 17 — fractura Atlasului de sud.

În partea de vest a Bazinului Sahara, se conturează Depresiunea Tindouf (v. fig. 177), încadrată la nord de munții Anti-Atlas, la sud de masivul Eglab, iar în est comunică cu Depresiunea Reggane care este delimitată la sud și sud-vest de masivul Eglab, iar la nord-est și est de lanțul Ougarta. Depresiunea Reggane, la rîndul ei, comunică, în sud-est cu Depresiunea Chech (v. fig. 177).

Atît Depresiunea Tindouf cît și Depresiunea Reggane sînt umplute cu depozite paleozoice ce sînt acoperite de depozite terțiare.

Depresiunea Ahnet. Marea Depresiune Ahnet, care se situează în partea nord-estică a Masivului Ahnet, este delimitată în sud-est de proeminențele fundamentului, în est de ridicarea Amguid (a cărei prelungire nordică îngropată este cunoscută sub numele de El Biod), în nord de platoul Tademait, iar în vest de prelungirea sudică a colinelor Ougarta.

În această mare depresiune, umplută cu depozite ale Paleozoicului, Mezozoicului superior și ale Terțiarului, au fost puse în evidență zeci de cute anticlinale, grupate în zone anticlinale ce formează zone de acumulări. Lungimea unei cute anticlinale este de circa 20 km și lățimea de circa 5 km. În Depresiunea Ahnet, după gradul de intensitate a cutărilor stratelor, se deosebesc de la nord spre sud, trei regiuni cu zone de cute anticlinale:

- 1) o regiune nordică în care apar depozitele Mezozoicului superior, caracterizată prin cute anticlinale cu înclinări de circa 10° ;

- 2) o regiune mediană în care apar depozitele Paleozoicului superior și în care cutoarele anticlinale au flancurile înclinate cu circa 20° ;

- 3) o regiune, situată la sud de a doua, unde apar depozitele Paleozoicului inferior, în care cutoarele sînt faliatate și au înclinări pînă la 90° . În această depresiune au fost descoperite zăcăminte de gaze în calcare (Devonian) și în gresii (Cambrian-Ordovician, Devonian și Carbonifer).

În anul 1954, la circa 100 km sud de In Salah, a fost descoperită structura gazeiferă Djebel Berge. Ulterior au mai fost descoperite o serie de structuri, dintre care se menționează: Thara, Mauhadrine, Bazzene, In Salah, Djoua, Tibaradine, Djaret, Meredoua, Bahar el Ahmar, ale căror obiecte de exploatare se situează de la adîncimi de cîteva sute de metri pînă la peste 2 500 m. Rezervele de gaze din aceste regiuni au fost estimate la circa 50 miliarde m^3 .

Depresiunea de est se întinde în nord-estul bazinului și o parte din suprafața ei este ocupată de Marele Erg Oriental. Spre deosebire de Depresiunea de vest, unde depozitele mezozoice sînt puțin dezvoltate la suprafață, în această depresiune ele ating o grosime de circa 3 500 m. Cea mai importantă zonă de acumulare din această depresiune este zona centrală, situată pe prelungirea proeminenței Amguid a Masivului Ahaggar. De această zonă de acumulare sînt legate o serie de structuri, printre care și marea structură Hassi Messaoud, care se întinde pe o suprafață de circa 2 000 km^2 . Atît struc-

tura Hassi Messaoud cît și celelalte structuri sînt cute anticlinale slab înclinate, în care sînt cantonate zăcăminte stratiforme slab boltite. În extremitatea de est a depresiunii, pe teritoriul Libiei, sînt structurile Tlacsîn — din care se exploatează petrol din gresiile siluriene și Garian — din care se exploatează gaze din Triasic.

Depresiunea Fezzan se află în partea de sud-est a bazinului, între versantul nordic-estic al Masivului Ahaggar, și versantul nord-vestic al Masivului Tibesti. În nord este delimitată de colinele Hammada-Tinrhert, în est de colinele Djebel el Soda și Harudy el Asvad, iar în vest de proeminențe ale fundamentului. În Depresiunea Fezzan se conturează alte două depresiuni, Mourzouk și Fort Polignac, separate de ridicările de la Djebel Fezzan și Ti-hemboka.

Depresiunea Mourzouk se situează în partea de sud a marei depresiuni Fezzan și este umplută cu depozite paleozoice, mezozoice, terțiare și cuaternare.

Depresiunea Fort-Polignac are versantul sudic ca un monoclinal slab înclinat spre nord, în care un rol important îl au depozitele Paleozoicului. Peste Paleozoic, care are o grosime de circa 3 500 m și prezintă mari variații de litofacies, urmează discordant Mezozoicul, gros de circa 650 m, în care s-au individualizat trei complexe litologice: Zarzaitine, Taouratine și Djona.

Pe marginea de sud a depresiunii au fost identificate o serie de cute anticlinale, ale căror flancuri au înclinări de circa 10° , și cute anticlinale faliatate, ale căror flancuri au înclinări de circa 50° . De aceste anticlinale sînt legate zăcămintele de hidrocarburi. Pe teritoriul Algeriei, în Depresiunea Fort Polignac, au fost descoperite o serie de structuri petrolifere și gazeifere. Structurile petrolifere mai importante sînt Dome à Collenias, Ouan Taredert, Edjeleh (fig. 178), Zarzaitine (fig. 179), Ohanet (fig. 180), Tiguentourine, El Adeb Larache, iar dintre cele gazeifere mai importantă este structura Hassi-Mazoula.

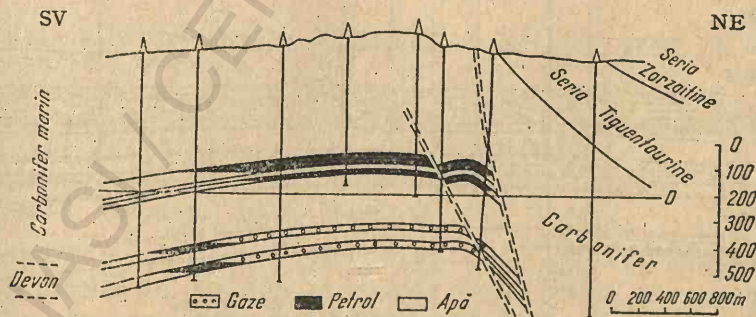


Fig. 178. Secțiune prin structura Edjeleh (Algeria).

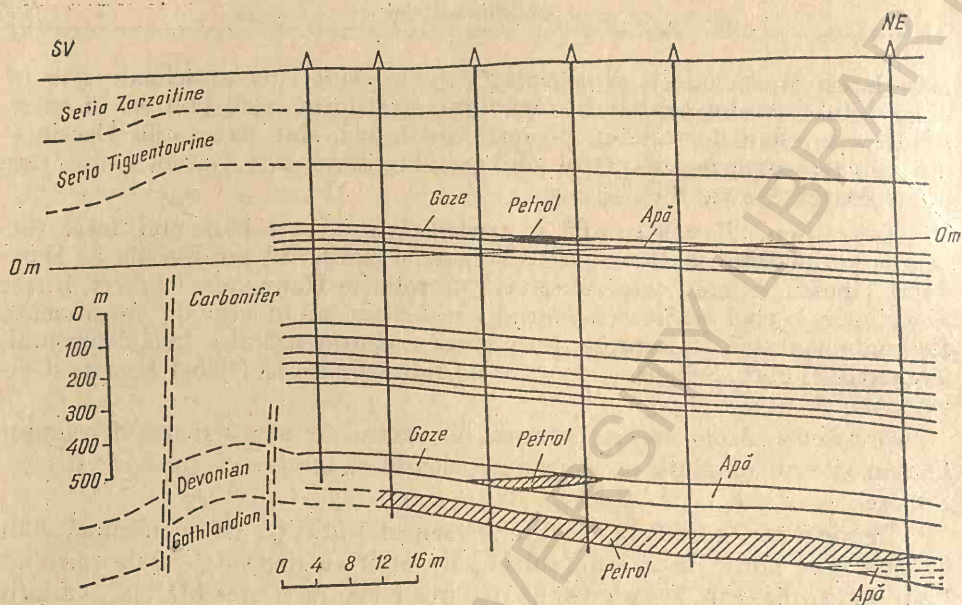


Fig. 179. Secțiune prin structura Zarzaitine (Algeria).

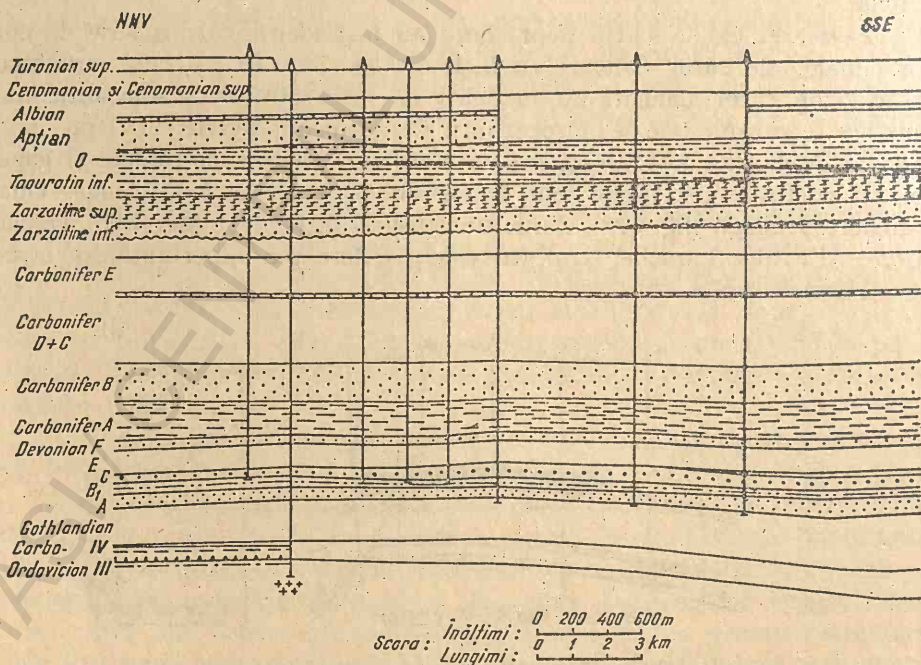


Fig. 180. Secțiune prin structura Ohanet (Algeria).

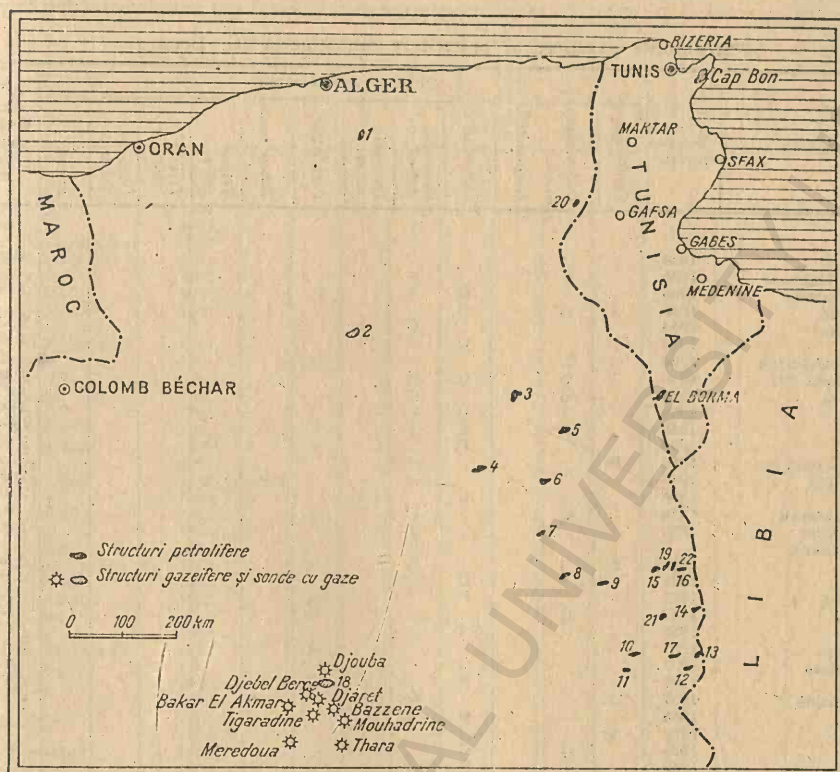


Fig. 181. Structurile petrolifere și gazeifere din Algeria și Tunisia:

- 1 — Qued Gueterini; 2 — Hassi R'Mel; 3 — Hassi Messaoud; 4 — El Gassi-El Agreb; 5 — Rhourde el Baguel; 6 — Gassi Touil; 7 — Rhour de Nouss; 8 — Tin Fouyé; 9 — Hassi Mazoula; 10 — Tiguentourine; 11 — El Adeb Larache; 12 — Tan Emellel; 13 — Edjeleh; 14 — Zarzaitine; 15 — Ohanet; 16 — Tamadanet; 17 — Quan Taredert; 18 — In Salah; 19 — Askarène; 20 — Djebel Onk; 21 — La Reculce; 22 — Guelta; 23 — In Adaoui.

În Libia, în limitele acestei depresiuni, au fost descoperite structurile petrolifere Atshan și Tahara.

În Bazinul Sahara, principalii colectori sînt formați de gresiile cambrian-ordovicene, ale Devonianului și Triasicului, cele mai multe zăcămintele fiind cantonate în Ordovician și Devonian (v. tabelul 101).

64. Bazinul Atlasului de est (Tunisian) (fig. 32-119)

Acest bazin (v. fig. 177), situat aproape în întregime pe teritoriul Tunisiei, este umplut cu depozite ce aparțin Paleozoicului, Mezozoicului și Terțiarului, care formează o serie de cute anticlinale, printre care sînt și cute diapire. Cu toate că în acest bazin se cunosc de multă vreme iviri de

Tabelul 101

Structurile gazeifere și petrolifere din Algeria (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare											Adin-cime medie a conde-lor, m
		Cambrian	Ordovician	Gothlandian	Devonian	Devonian inferior	Devonian superior	Carbonifer	Triasic	Triasic inferior	Triasic superior	Cretacic superior	
Oued Guétérini	1950											P	400
Bahar El Hammar	1955		G										—
Djebel Tharaioi	1955				G								1 240
En Bazzene	1955		G		G								—
Tibaradine	1955					G							2 530
Barga	1956				G								1 800
Djebel Mouhadrine	1956		G										1 200
Djebel Thara 201	1956		G		G								1 240
Djebel Zini	1956		G										1 470
Djaret	1956				G								2 900
Edjeleh	1956		P		P		P						400-800
Hamra	1956				P				G				2 490
Hassi Messaoud sud	1956	P							G				3 300
Hassi R'Mell	1956												2 200
In Salah	1956				G								2 350
Mahbes Guenețir	1956		G					P					950
Tiguentourine	1956												1 320
Hassi Messaoud Nord	1957	P											3 350
Kchrechba	1957				G								2 100
La Reculée	1957				P								1 700
Méredona	1957		G										1 800
Tinalatine	1957				G, P								1 430
Tineldjame	1957						G						2 700
Tin Essameid	1957				G								800
Zarzaitine	1957				P								1 400
Tirechoumaine	1957					G							2 700
Arène	1958				G								—
Assekaïf	1958				G, P								1 700
Daia	1958		G		G								1 800
El Adeb Larache	1958				P								1 350
Ihansatene	1958		G										3 520
Nord In Aménas	1958				G								3 200
Ouan Taredert	1958		P		G								1 520
Oued Tisset	1958		G										1 900
Tiguentourine	1958				P								—
Adrar Morat	1959	G	G										—
Dome à Colleenias	1959		P										970
Hassi Mazoula	1959		G		P								2 000
In Akamil	1959		G										2 400
Issaouanene NE	1959				G								1 300
Le Couloir	1959				G								2 300
Zarzaitine	1959		G		G		G, P					P	2 400
Djebel Onk	1960												—
Abrar Nord	1960		G										—
Abrar Sud	1960				G								—
Amaşralad	1960		G										830
El Agreb Sud	1950	P											3 100
El Gassi	1960	P											3 200
Hassi Touareg Nord	1960							G					2 000
Ifefane Nord	1960				G, P								2 000
Issaouane NV	1960		G							G	G		2 900
Nezla	1960												1 500
													2 000
Ohanet	1960				P								2 350
Ohanet Sud	1960				P								2 360
Oued Zenani	1960		G		P								1 250
Tan Emellel	1960	P	P		P								1 000
Tenere El Bougra	1960		G		G								—
Tiaerer	1960				G								—

Tabelul 101 (continuare)

Structura	Anul desco- periri	Obiectele de exploatare											Adin- cimea medie a son- delor, m	
		Cambrian	Ordovician	Gothlandian	Devonian	Devonian inferior	Devonian superior	Carbonifer	Triasic	Triasic inferior	Triasic superior	Cretacic superior		Eocen
Timellaline	1960		G											---
Abarr Est	1961													3 000
Abarr Bi	1961				G									3 000
Djoua	1961				P									2 300
Hassi Ouan Abachen	1961				G									1 300
Hassi Touareg Sud	1961							G						1 050
In Adaoui	1961													3 070
In Akamil	1961		G		P						G			2 700
Rhourde Chouff	1961													---
Rhourde Nouss Sud	1961													2 000
Tauratine	1961		G								G			2 400
Tamadenet	1961				P									2 500
Tan Emellal Sud	1961				P									2 560
Timedratine	1961				P									1 000
Tin Fouyé	1961				P			P						2 400
Tin Fouyé Est	1961		P											1 280
Askarène	1962				P									2 650
Assekaïf Nord	1962				G,P									2 450
Guelta	1962			P										950
Hassi Tabtab	1962		G		G									2 700
In Aménas	1962				G									2 350
Nord Couloir	1962				G									2 300
Nord Dome à Collenias	1962		G		G									1 500
Ouan Taredjeh	1962				G,P									1 800
Quad Amasralad	1962		G											2 400
Vest Tahara	1962		G											930
Reg	1962				G									2 400
Rhourde El Bagtel	1962	P												3 100
Rhourde Nouss														2 650
Nord	1962		G	G										2 000
Tonal	1962								G					2 400
Acheb Vest	1963				P									---
Eaktaia	1963								P					2 600
El Agreb Nord	1963	P												2 700
Gara	1963				P									3 000
Gassi Touil	1963										P	P		1 940
Gassi Touil Est	1963										P	P		2 000
Hassi Chergui	1963										P			1 400
Hassi Farida	1963					G								2 180
Hassi Mazoula Sud	1963		P		P									1 800
Issaouanel	1963				P									1 400
Hassi Mazoula C	1963		P											2 400
Rbourde Adra	1963		G											2 300
Brides	1964													---
Edeyen	1964				P			G						---
Vest Ihansatene	1964		G		P									---
Nord Trig	1964				G									1 500
Haoud Bercaoui	1965													2 600
Nezla Nord	1965		P					P						3 300
Acheb	1965				P									---
Gara Krime	1966		P											---
Tin Fouye Taban Kart	1966				P									4 080
														1 600

G = gaze; P = petrol.

petrol și gaze și volumul lucrărilor de prospecțiuni a fost destul de mare, pînă în prezent n-au fost obținute prea multe rezultate de producție.

În regiunea Bizerte, în împrejurimile localității d'Ain Rhelal, se cunosc iviri de petrol în Helvetian; la Djebel Ahman (lîngă Tunis) sînt apariții de

petrol în Helvețian; mai la nord, la Sloughia, se cunosc apariții de petrol în Helvețian, la contact cu Triasicul.

Rezultate slabe s-au obținut prin forajele de la Sainte Juliette, între Tunis și Gabes (la Kebir), iar în anul 1948 a fost descoperit zăcămintul de gaze de la Cap-Bon (circa 50 km sud-est de Tunis), cantonat în gresiile Cretacicului inferior (v. fig. 181) și exploatat prin sonde adânci de 1 370 m.

Începînd din anii 1955—1956 au fost făcute foraje de explorare în regiunea Medenine pînă la 3 000 m (în Paleozoicul inferior) și nu s-a întîlnit nici un zăcămint. În anul 1963, în sud-vestul țării, a fost descoperit un zăcămint de petrol la El Borma, iar în 1966 un zăcămint de petrol în Cretacic, la Douleb. Lucrările de prospecțiuni și explorări continuă.

65. Bazinul Atlasului central (fig. 32-118)

Acest bazin (v. fig. 177), care în cea mai mare parte se situează în nordul Algeriei și parțial pe teritoriul Tunisiei, este delimitat la sud de lanțul muntos al Atlasului Saharei, la vest de Atlasul mijlociu, la nord și est de Atlasul litoral. Între această încadrare muntoasă și partea centrală a bazinului, cunoscută sub numele de Platoul Înalt, sînt o serie de depresiuni în care depozitele sedimentare, în special cele paleozoice și neogene, sînt mai dezvoltate și intens cutate în depresiunea de la nord. În partea de est a depresiunii nordice se află Depresiunea Hodna, care ocupă o suprafață de circa 350 km². Platoul Înalt, cu înclinare de la vest spre est, este parțial plan, parțial cutat sau prezintă o serie de ridicări muntoase.

Pînă în prezent, în acest bazin, cu toate că se cunosc numeroase apariții de petrol și gaze, a fost descoperită doar o singură structură petroliferă — în regiunea Omal, la Qued Guétérini. Această structură este legată de șariajul Atlasului litoral, în care se deosebesc opt solzi, încălecați unul peste altul. Pinzele de la I—VIII (I fiind inferioară) sînt formate din depozitele Terțiarului. Obiectele de exploatare sînt cantonate în intervalul stratigrafic care formează cea de-a patra pînză, groasă de circa 500 m, în care predomină calcarele și marnele de vîrstă Maestrichtian superior pînă la Miocen inferior. Cele mai bune rezultate de producție s-au obținut din calcarele etajului Ypresian și din calcarele și gresiile etajului Lutetian.

Pe structura Qued Guétérini se întîlnesc zăcămint masive în proeminențe structurale, stratiforme boltite și stratiforme ecranate tectonic.

66. Bazinul Atlasului de nord (fig. 32-117)

Acest bazin (v. fig. 177) este format dintr-o serie de depresiuni care comunică între ele, întinzîndu-se pe o zonă îngustă în nordul Algeriei și în nord-estul Marocului. El se deschide în nord în Marea Mediterană și este încadrat la sud și sud-vest de lanțul muntos al Atlasului litoral, iar la vest de sistemul cutat al Rifului și de unele ridicări reprezentînd prelungirea nordică a lanțului muntos al Atlasului mijlociu. Bazinul Atlasului de nord în care se cunosc de multă vreme iviri de gaze, petrol și asphalt, este umplut

de depozite ale Jurasicului inferior și mediu, formate în cea mai mare parte din marne, calcare și dolomite (întîlnite și în edificiile ce delimitează bazinul) și de depozite ale Jurasicului superior și Cretacicului, formate din roci carbonatate. Aceste depozite, care formează o serie de cute anticlinale, sînt foarte cutate, spre deosebire de cele miocene și pliocene, groase de circa 2 000 m, ce sînt mai puțin cutate. În acest bazin, la sud de Oran, în anii 1880—1915, au fost descoperite două mici structuri petrolifere ce aveau ca obiecte de exploatare nisipurile miocene și care în prezent sînt epuizate.

67. Bazinul Atlasului de vest (Marocan) (fig. 32-116)

Bazinul Marocan (v. fig. 177) sau al Atlasului de vest, care se deschide înspre vest în Oceanul Atlantic, este încadrat la sud de edificiul muntos al Atlasului înalt, la est de al Atlasului mijlociu, iar la nord de cel al Rifului.

Cuvertura sedimentară (tabelul 102), formată din depozite mezozoice și terțiare, are diferite grosimi, fiind mai subțire în partea centrală a bazinului, în Meseta Marocană, unde fundamentul paleozoic este mai ridicat.

Între Meseta Marocană și încadrarea muntoasă a bazinului se deosebesc depresiunile Marrakech, Tadla și Rharb.

Depresiunea Marrakéch. În această depresiune, situată în partea de sud a bazinului (v. fig. 177) și umplută cu depozite mezozoice și terțiare, ce ating o grosime de circa 3 000 m, au fost puse în evidență o serie de cute anti-

Tabelul 102

Profilul stratigrafic al cuverturii sedimentare din Bazinul Marocan

Seria	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Cuaternar	Nisipuri, pietrișuri cu intercalații de calcare și argile nisipoase.	50
Pliocen	Nisipuri și calcare fosilifere, marne cu intercalații de calcare și conglomerate.	50—100
Miocen	Alternanță de nisipuri, gresii, marne, argile.	300—600 Pînă la 2 000 (Kharb)
Oligocen	Alternanță de gresii marnoase, marne, gresii și nisipuri.	Pînă la 200
Eocen	Marne, gresii, calcare marnoase și marne nisipoase.	Pînă la 250
Cretacic superior	Calcare cu intercalații de marne și argile.	Pînă la 300
Cretacic inferior	Calcare și dolomite cu intercalații de marne și argile, argile roșii gipsifere.	250—1 000
Jurasic superior	Calcare și dolomite, cu intercalații de marne.	Pînă la 500
Jurasic mediu	Gresii marnoase și marne calcaroase, calcare.	Pînă la 700
Jurasic inferior	Argile și gresii cu intercalații de marne, calcare, dolomite și anhidrite; intruziuni de bazalt.	Pînă la 1 500
Pernotriasic	Argile roșii salifere, gresii, anhidrite, gipsuri.	Pînă la 2 000
Paleozoic-Precambrian	Șisturi metamorfice, granite (fundament)	

clinale ce se caracterizează printr-o tectonică de adâncime complicată, acoperită de depozitele Neogenului superior și Cuaternarului. În limitele acestei depresiuni, delimitată de partea de vest a edificiului muntos al Atlasului înalt și de proeminența fundamentului Djebilet, s-au pus în evidență zone anticlinale; de două dintre acestea sînt legate structurile Kéchoula și Jeer.

Depresiunea Tadla, situată în partea de est a bazinului, este delimitată de edificiile muntoase ale Atlasului mijlociu și Atlasului înalt de o parte, și Meseta Marocană de cealaltă parte. În limitele acestei depresiuni, în care pînă în prezent n-au fost încă descoperite zăcăminte de petrol sau de gaze, cuvertura sedimentară este formată de argilele și gresiile Triasicului, de argilele, gresiile și gipsurile Cretacicului inferior, de calcarele și marnele Cretacicului superior și ale Paleocenului, de gresiile roșii și marnele Eocenului, acoperite de o serie groasă de cîteva sute de metri, formată din calcare, marne, conglomerate și breccii, ce aparțin intervalului stratigrafic Pontian-Cuaternar.

Depresiunea Rharb, situată între Rif, Atlasul Mijlociu și Meseta (v. fig. 177) este umplută cu depozite sedimentare cu o grosime pînă la 3 000 m, care aparțin intervalului stratigrafic de la Triasic pînă la Pliocen. Marginile ei nordică și estică se caracterizează prin cute deversate către sud și vest, în direcția Mesetei.

Depresiunea Rharb cît și depresiunile Tadla și Marrakéch sînt depresiuni marginale asimetrice, a căror margine platformică îndreptată spre Meseta este ușor înclinată, iar cealaltă margine este cutată, în direcția acesteia fiind deplasată axa depresiunii.

Pe ambele margini ale depresiunii Rharb, în partea de sud și centrală a lor, învelișul sedimentar, aproape orizontal, repauzează pe Paleozoicul ridicat, cu excepția zonelor din apropierea faliilor, unde mișcările fundamentului au provocat o oarecare cutare a învelișului sedimentar.

În Depresiunea Rharb, se cunosc de multă vreme numeroase apariții de petrol și gaze, legate de toate subdiviziunile stratigrafice ale învelișului sedimentar; aproape toate structurile petrolifere și gazeifere ale Marocului, cunoscute pînă în prezent, sînt situate în această depresiune.

Zăcămintele din Maroc sînt legate de colectori întîlniți din fundament pînă în Miocen, după cum urmează: granitele fisurate și fracturate (structurile Bled Khatara inferioară și Zrar inferior); gresiile și șisturile cloritoase fine, fracturate și fisurate-cavernoase ale Paleozoicului (structurile Oued

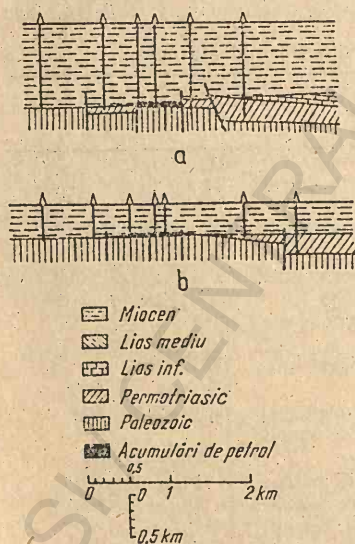


Fig. 182. Secțiuni prin structurile Bled Ed. Defaa — Bâton (a) și Qued Mellah (b).

Beth, Mers-el-Kharez, Sidi Fili superior, Bled Khatară inferior, Tisserand, Bâton, Bled — fig. 182, Defaa, Bled Eddoum inferior); dolomitele și brechiile dolomitice ale Triasicului (1 sondă la Mers-el-Kharez); anhidritele infraliasice (producție mică la Tselfat); gresiile infraliasice (structurile Sidi Fili superior, Bled Eddoum superior, Bled Khatară superior); gresiile și calcarele stratelor El Kansera din Lotharingian-Pleisbachian (structurile Sidi Fili superior, Bled Eddoum superior, Bled Khatară superior); gresiile și calcarele stratelor El Kansera din Lotharingian-Pleisbachian (structurile Sidi Fili superior, Bled Eddoum superior, Bled Khatară superior); gresiile din baza Domerianului (structura Zrar superior); calcarele fin gazoase din Domerianul superior și calcarele colitice din Domerianul mediu (structurile Tselfat, Bou Draa); calcarul reper din Toarcian (structurile Tselfat, Bou Draa); gresiile și calcarele grezoase ale Bajocianului inferior (gaze la Bou Draa); calcarele oolitice ale Bajocianului superior (indicații); gresiile Jurasicului superior (indicații de gaze la Gueddara); gresiile Cretacicului (indicații de gaze la Moghrane); calcarele și marnele fisurate ale Eocenului (indicații frecvente și slabe rezultate de producție la Sidi Mousa); gresiile Oligocenului (indicații și rezultate slabe la Ain-Hamra); gresiile molasice și calcarele grezoase din baza Miocenului (indicații și rezultate slabe în structurile Oued Beth și Tselfat nord); nisipurile lenticulare ale Miocenului inferior (gaze la El Menzeh); nisipurile și marnele nisipoase lenticulare ale Miocenului transgresiv pe pinza prerifeană (structura Ain-Hamra).

Principalele zone de acumulări din Depresiunea Rharb (fig. 183) sînt:

1) Zona legată de ridicarea fundamentului paleozoic, de care aparțin următoarele structuri anticlinale: Bâton, Tisserand, Oued-Mellah (fig. 182),

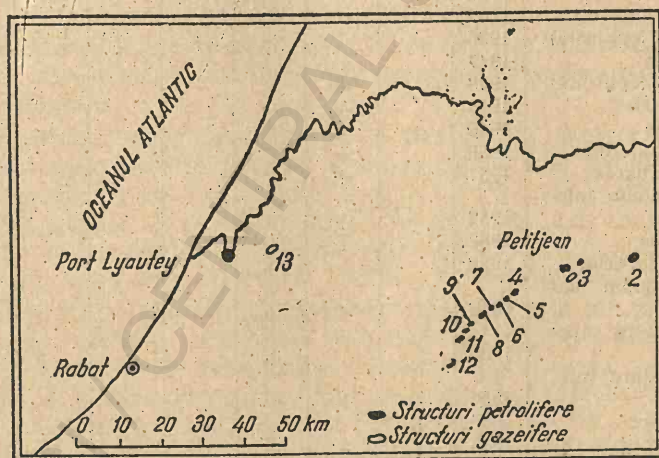


Fig 183. Structurile petrolifere din Depresiunea Rharb (Maroc):

1 - Ain Hamra (abandonată); 2 - Tselfat (abandonată); 3 - Bou Draa (abandonată); 4 - Zrar; 5 - Bled Khatară; 6 - Bled Eddom; 7 - Sidi Fili; 8 - Mers el Kharez; 9 - Bled ed Deffa; 10 - Bâton; 11 - Tisserand (abandonată); 12 - Qued Mellah; 13 - El Menzeh.

Sidi-Fili inferior, Merz-el-Kharez, Bled-Eddoum inferior, Bled Defaa, Bled-Khatara inferior, Zrar inferior și altele. Zăcămintele din această zonă sînt de tip masiv;

2) Zona de acumulare de care sînt legate structurile anticlinale: Sidi-Fili superior, Bled-Eddoum superior, Bled-Khatara, Tselfat și Bou-Draa. Zăcămintele din această zonă sînt de tip masiv în proeminențe de eroziune și zăcămintele stratiforme boltite;

3) Zona de acumulare legată de ecranarea tectonică a unui monoclinal de Miocen, căreia îi este afectată structura petroliferă Ain-Hamra. Zăcămintele acestei structuri sînt stratiforme ecranate tectonic și au în culcuș un complex puternic fracturat, format din depozite ce aparțin intervalului stratigrafic Cretacic-Oligocen.

În regiunea Port-Lyautey s-au descoperit zăcămintele de gaze în nisipurile lentiliforme ale Miocenului inferior. În tabelul 103 sînt date structurile petrolifere din Maroc.

Tabelul 103

Structurile petrolifere și gazeifere din Maroc, obiectele lor de explorare și adîncimea medie a sondelor (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare						Adîncimea medie a sondelor, m
		Granite fisurate	Paleozoic	Lias	Dogger	Malm	Miocen	
Aihn Hamra (epuizată)	1932						+	300
Tselfat (epuizată)	1932			+				300
Bou Draa (epuizată)	1936			+	+			1 150
Bâton	1947		+					1 000
Tisserand (epuizată)	1948		+					900
Oues Mellah	1948		+					600
El Menzeh	1949							
Sidi Fili inferior	1950		+				+	1 400
Mers el Kharez	1951		+					1 350
Bled Eddoum inferior	1952		+					1 400
Bled Defaa	1952		+					1 070
Sidi Fili superior	1952			+				1 200
Bled Eddoum superior	1952			+				1 300
Bled Khatara superior	1953			+				1 425
Bled Khatara inferior	1954	+	+					1 580
Zrar inferior	1955	+						1 700
Zrar superior	1955			+				
Haricha	1957				+			3 100
Kechoula	1958					+		2 250
Jeer	1958					+		2 250
Sidi-Rhalom	1961					+		2 000
Caid el Gueddarie	1966					+		800

68. Bazinul Vest-African

Bazinul Vest-African (fig. 32-120) este un bazin de platformă delimitat în est de un soclu metamorfic sau eruptiv. El cuprinde partea de vest a Saharei spaniole, vestul Mauritaniei, partea de vest și centrală a Senegalului, Gambia, partea de vest și centrală a Guineei Portugheze. Delimitarea acestui bazin este parțial convențională.

În partea de nord a bazinului, în Sahara Spaniolă, activitatea de prospecțiuni a început în anul 1959. Începînd din anul 1960, în urma formării unei prime imagini asupra structurii acestei părți, s-a considerat existența a două mari unități: a) unitatea din partea de nord-est, reprezentată de Paleozoic, ocupă o mare suprafață și este mărginită de soclu; b) o unitate în exterior, ocupată de formațiunile Hamada (Cretacic, Eocen și Neogen), și care se întinde de-a lungul întregii coaste a Oceanului Atlantic.

Formațiunile Hamada acoperă formațiunile vechi, care au grosimi mari. Se consideră că prezintă interes atît formațiunile Hamada cît și Paleozoicul din partea de nord-est a bazinului, acoperit de o cuvertură a acestor formațiuni.

În afară de forajele structurale făcute în partea de nord-vest, în intervalul 1960—1961 s-au forat 15 sonde, unele la nord și nord-vest de Semara, iar altele pe coasta oceanului la sud de Cabo-Bojador. Unele sonde forate în colțul de nord-vest al Saharei Spaniole, la adîncimi pînă la 4 000 m au traversat Neogenul, Cretacicul și o parte din Jurasic, fără să întîlnească vre-un zăcămint de hidrocarburi. Activitatea de prospecțiuni și foraje continuă.

În prelungirea sudică a bazinului, acoperită de sedimente mezozoice și terțiare, în zone de coastă a Mauritaniei, s-au făcut prospecțiuni geologice de recunoaștere și prospecțiuni seismice la sud de Port-Étienne, și mai la sud, în regiunea Nouakchott. Pînă în prezent n-au fost forate sonde în această zonă a bazinului.

În regiunea Senegalului, studierea stratigrafiei acestui bazin, acoperit de depozite mezozoice și terțiare, a început din anul 1959, cînd atenția a fost îndreptată asupra Cretacicului superior de la est de Dakar. Informații asupra stratigrafiei s-au obținut și prin forajele făcute în vestul Senegalului, nu departe de coastă, în zona Dakar, și în sud, la nord de orașul Ziguinchor, precum și în estul Senegalului, la sud de orașul Linguere (fig. 184).

Cea mai veche formațiune mezozoică întîlnită prin foraje este Jurasicul, predominant calcaros, care a fost traversat în jumătatea lui superioară prin sonda 1 N'Diass, de pe anticlinalul, cu același nume, de la sud-vest de Thies și se caracterizează prin predominarea calcarelor. Cretacicul inferior, gros de circa 1 730 m, este format de argile micacee, marne și gresii cuarțitice cu intercalații de gresii calcaroase, Cretacicul mediu și superior, în vest, au o grosime cuprinsă între 2 000 și 3 300 m și sînt formate din argile negricioase și cenușii cu intercalații de marne și nisipuri fine, în care s-au întîlnit numeroase indicații de petrol și gaze. Paleocenul și Eocenul, care însumează o grosime de circa 400 m și ocupă o mare suprafață, au fost întîlnite în vestul

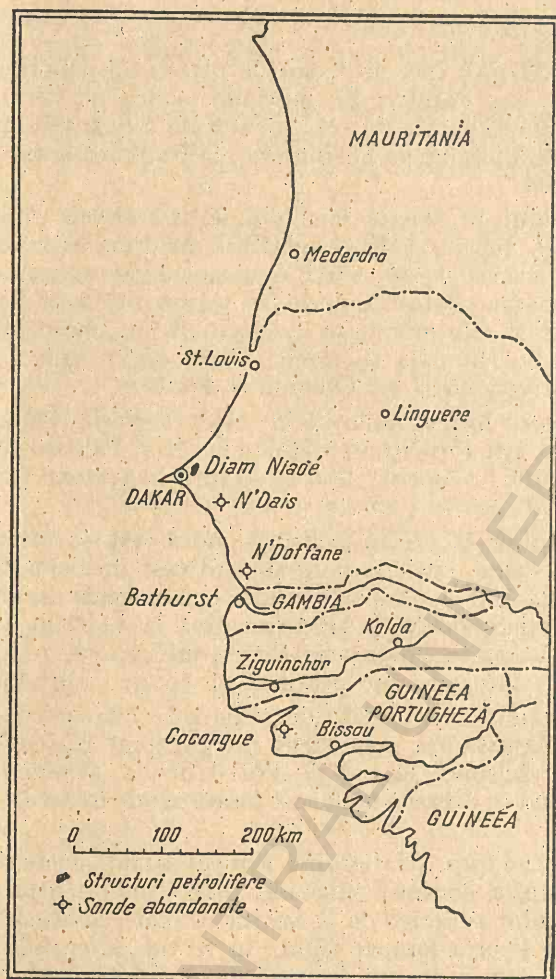


Fig. 184. Structuri petrolifere și foraje de explorare în Senegal și Guineea Portugheză.

Zona în care sonda 2 a descoperit zăcămintele este cunoscută sub numele de structura Diam Niadé. În iulie 1959, sonda 4 Diam Niadé, situată la nord de sonda 2 Diam Niadé, a traversat 2 orizonturi productive: primul situat între 802 și 809 m (gaze) și al doilea între 1 016 și 1 024 m (petrol în orizonturi cuprinse în Maestrichtian). Sonda 4 Diam Niadé a intrat în producție cu 8,5 t/zi. Forajele în extindere, 5 Diam Niadé, 8 Diam Niadé și 1 Bambilor, au întâlnit nisipurile lenticulare, întâlnite și de sonda 4, dar ele n-au mai dat o producție industrială.

Senegalului sub un facies argilos, iar în est sînt formate din marne și calcare. Miocenul a fost întâlnit în sudul Senegalului, local și destul de subțire.

În ceea ce privește tectonica, prospecțiunile seismice și forajele au furnizat date asupra formei generale a bazinului de pe teritoriul Senegalului, care se prezintă ca un monoclinal, cu o slabă cădere spre vest, pe care există o serie de cute, dispuse în general pe direcția NE-SV. Acest monoclinal este afectat de falii de mare anvergură ce compartimentează fundamentul într-o serie de blocuri.

Fundamentul a fost întâlnit în partea de sud a Senegalului, prin sonda forată la N'Doffane, la adîncimea de 3 606 m.

În anul 1959, sonda 2 Diam Niadé, situată într-un bloc tectonic de pe flancul vestic al marelui anticlinal N'Diase, a întâlnit și a produs gaze din nisipurile și gresiile Cretacicului superior. Sonda 3 Dakar, situată la vest de prima și forată în același an, a întâlnit gaze în aceleași formațiuni.

În prezent, în afară de urmărirea nisipurilor Cretacicului superior din zona Dakar N'Diass, se pune problema cunoașterii posibilităților de acumulare în nord-estul Senegalului; în acest scop, la nord-est de Saint Louis se va foră o sondă la Toundon Besset, care va da informații asupra stratigrafiei și va condiționa continuarea explorărilor în nordul Senegalului și începerea lor în sudul Mauritaniei.

În perioada 1958—1961, în Senegal au fost forate 39 sonde de explorare, dintre care 18 au fost sterile, 19 au dat producție de petrol și 2 de gaze.

În Gambia, volumul lucrărilor de prospecțiuni a fost redus; în perioada 1957—1961, el a constatat în 11 luni/echipă lucrări de seismometrie și 5 luni/echipă lucrări de gravimetrie. Cele două sonde, 1 Brikama și 1 Sarakunda, situate pe coastă, la sud de orașul Bathurst, n-au dat rezultate.

În extinderea sudică a bazinului, în Guineea portugheză cele patru sonde forate pe coastă, la nord de orașul Bissau, n-au dat rezultate, deși una dintre ele, sonda 1 Cacongue, a forat pînă în Paleozoicul inferior (Silurian?).

69. Bazinul Golfului Guineea

Acest bazin (v. fig. 32-130) ce se întinde sub forma unei fișii de-a lungul litoralului Oceanului Atlantic și în care se cunosc iviri de gaze, petrol și asfalt în aproape toate formațiunile sedimentare, este delimitat în sud și sud-vest de Platoul Bihe (Moco); în est și în nord este limitat de lanțuri muntoase care, în general, sînt formate din granite și gnaise precambriene; în vest, bazinul se deschide în Oceanul Atlantic. Cea mai mare lățime (pînă la cîțiva kilometri) o are în zonele unde se varsă în ocean fluviile Niger, Congo, Cuanza și în regiunile mlăștinoase ale acestor fluvii și ale altora, unde s-au descoperit o serie de structuri petrolifere.

Peste fundamentul compartimentat al bazinului urmează, transgresiv, formațiuni sedimentare care ating înspre ocean o grosime de circa 4 000 m. În general, în bază se află un complex gros de gresii și conglomerate care, după unii geologi, aparțin Jurasicului superior-Aptianului inferior, iar după alții — intervalului Wealdian-Aptian inferior. Deasupra urmează depozite salifere, gipsuri, anhidrite, calcare și dolomite. În depozitele salifere există domuri de sare în Nigeria, Gabon și Angola. În continuare se întîlesc depozite carbonatate cu intercalații subțiri de argile și nisipuri, ce aparțin intervalului stratigrafic Albian-Eocen, deasupra cărora urmează Neogenul cu depozite argilo-nisipoase, marne și calcare.

Din punct de vedere tectonic, în general bazinul se caracterizează printr-o tectonică foarte complicată în Cretacic și Paleogen, acoperită de un monoclinal compartimentat de o serie de falii paralele cu zona litorală și decroșate de alte falii perpendiculare pe ele. Acest monoclinal, care se afundă în direcția oceanului sub un unghi de 2—5°, este format din depozitele Terțiarului și ale Cretacicului.

În acest bazin au fost puse în evidență o serie de depresiuni ce se întind în zona de deltă a cîte unui fluviu ce ocupă partea lor centrală. Aceste depresiuni se deschid înspre ocean și sînt separate de proeminențele fundamen-

tului. Dintre depresiunile principale se menționează: Camoe (Coasta de Fildes), Nigeriană (Ghana-Togo-Dahomey-Nigeria), Douala (Camerun), Gabonă (Gabon și o mică parte din Camerun), Congo (Congo și Cabinda) și Cuanza (Angola).

Depresiunea Camoe, denumită astfel după numele fluviului cu același nume din Republica Coasta de Fildes, ocupă partea de sud a acestui stat. Această depresiune, de dimensiuni nu prea mari, se întinde pe direcția est-vest, paralel cu Coasta Golfului Guineea.

Fundamentul depresiunii, format din roci metamorfice, este întâlnit în partea de nord la circa 300 m adâncime, pentru ca în regiunea de coastă adâncimea lui să fie de circa 6 000 m. Peste fundament urmează o serie de nisipuri roșii și cenușii, conglomerate și argile, considerate ca aparținând intervalului stratigrafic cuprins între Jurasicul superior și Cretacicul inferior și a cărui grosime atinge circa 2 000 m. În zona mediană a depresiunii, această serie are o grosime de 2 200 m. Cretacicul mediu, caracterizat prin nisipuri groșiere și conglomerate, are o grosime de 650 m, iar Cretacicul superior, de aceeași grosime, este reprezentat prin nisipuri groșiere și lumachelle. În Paleocen predomină argilele, iar Eocenul argilos este și el întâlnit, în partea de est a bazinului.

În apropiere de Abidjan, pe o zonă restrânsă, este prezent și Miocenul, iar Pliocenul, întâlnit pe suprafețe mari, este reprezentat prin nisipuri și argile. În partea de est a bazinului sînt apariții de petrol.

În această depresiune s-au făcut prospecțiuni geologice, seismice și foraje de mică adâncime pentru informații stratigrafice și structurale, atât în partea de est (la est de Eboinda), cât și la sud de Abidjan și în partea de vest a depresiunii (fig. 185).

Între anii 1958—1961 s-au forat trei sonde de mare adâncime. În anul 1958, la sud de Abidjan, s-a forat sonda 1 Port Bouet, care a atins adâncimea de 4 305 m, în Aptian sau probabil în Albian. În anul 1960 sonda 1 Berou, amplasată în partea de est a depresiunii, în apropierea Coastei Golfului ca și prima sondă, a atins adâncimea de 4 099 m și pînă la 1 200 m a traversat Cretacicul superior și mediu, iar de la 1 200 m pînă la adâncimea finală a străbătut o serie argiloasă Albian-Aptian, în care au fost întâlnite două zone cu intercalații nisipoase: una între 1 200 și 2 200 m și a doua între 3 000 și 4 000 m. Nici una din aceste sonde n-a întâlnit indicații de petrol sau de gaze.

În anul 1961, tot pe coasta golfului, în partea de vest a Coastei de Fildes, s-a forat sonda 1 Groguida; amplasată pe flancul estic a unei boltiri, a atins adâncimea finală de 2 853 m, întâlnind indicații de petrol în Cenomanian și urme de gaze în Albian. Aceste rezultate slabe au ridicat însă problema reinterpretării prospecțiunilor făcute în regiunea Grand Lahou și a necesității de a se face noi prospecțiuni geofizice și foraje, în vederea obținerii de noi date.

Depresiunea Nigeriană se întinde pe teritoriul statelor Ghana, Togo, Dahomey și Nigeria.

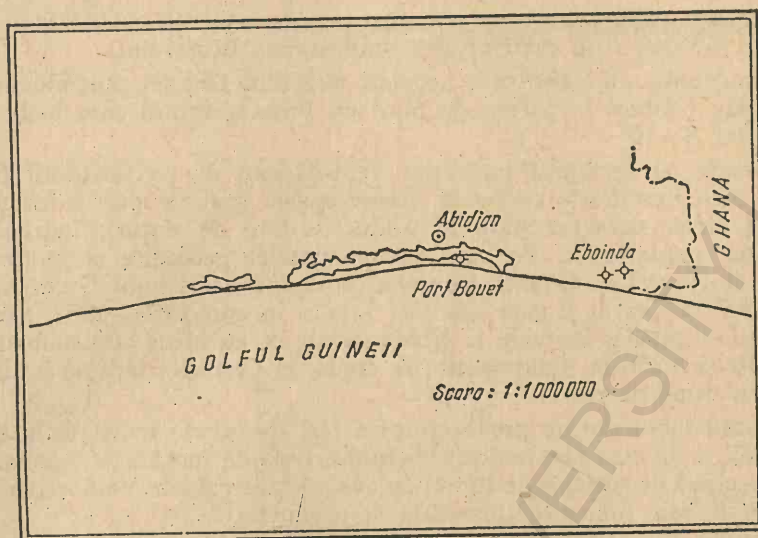


Fig. 185. Foraje de explorare pe coasta Golfului Guineii (Coasta de Fildeş).

— *Teritoriul Ghanei* este acoperit de depozite cretacice parțial ascunse sub nisipurile și pietrișurile Terțiarului superior și parțial sub mlaștini.

În partea de sud-vest a Ghanei se cunosc de multă vreme iviri de petrol în nisipurile, șisturile argiloase și calcarele cretacice. Cretacicul, după datele obținute prin foraje, este format dintr-o alternanță de nisipuri, șisturi argiloase cu frecvente nodule de pirită, calcare fosilifere, gresii și conglomerate.

S-au forat o serie de sonde, dar nici una pînă în prezent nu a atins baza Cretacicului. Între anii 1896—1897, la Stoopville s-au săpat patru puțuri care au atins adîncimi cuprinse între 4 și 21 m. Unul din aceste puțuri a dat o foarte mică producție de petrol, în alte două, au fost întîlnite nisipuri cu parafină, iar o sondă forată în anul 1903 a întîlnit în Cretacic slabe urme de petrol. În intervalul 1903—1913 s-au forat cinci puțuri în apropiere de Bokakre, dintre care unul a dat o mică producție de petrol, iar în trei s-au întîlnit urme de petrol. O sondă forată pe malul riului Tano, pînă la 838 m adîncime, a întîlnit urme de petrol și gaze la 152 m, 548 m și 792 m. Între anii 1923—1925 s-au forat sonde între Takinta și Nauli. Sonda 2 Takinta, care a atins adîncimea finală de 1 221 m, a întîlnit în intervalul de la 76—1 014 m urme de petrol și gaze în nisipuri grosiere, marne nisipoase și nisipuri, iar sonda 1 Nauli, forată pînă la 1 020 m, a întîlnit urme de petrol și gaze între 35 și 452 m. Informații asupra stratigrafiei s-au putut obține, în general, doar prin foraje.

În ceea ce privește tectonica, au fost puse în evidență unele falii în partea de SSV a Ghanei și în extremitatea sud-estică a litoralului.

Formațiunile cretacice care acoperă teritoriul Ghanei prezintă înclinări de 5° și iau contact în partea de nord cu Precambrianul care înclină spre sud-vest cu $8-16^{\circ}$.

Cu toate că tectonica bazinului Vest-African de pe teritoriul Ghanei n-a fost încă descifrată, prezența numeroaselor iviri de petrol întâlnite în Cretacic și unele slabe rezultate de producție date de puțuri, îndreptățește continuarea explorărilor. Pe baza prospecțiunilor geologice și geofizice, în colțul de nord-vest al Ghanei, pe zona de coastă a Golfului Guineea, unde sînt apariții de petrol și gaze, au fost forate, în anii 1956—1957, sonde de explorare la Epunsa, Bonyere și Kobnaswaso, ce au atins adîncimi cuprinse între 1 380 și 3 250 m, fiind oprite, se crede, în Cretacic, fără să întâlnească decît slabe urme de petrol.

Volumul lucrărilor de prospecțiuni a fost destul de redus; în intervalul 1956—1957, n-au fost făcute decît 25 luni/echipă de lucrări de seismometrie și 1 lună/echipă de geologie de teren. În același interval s-au forat patru sonde de explorare, care n-au avut rezultate de producție.

Din 1958 și pînă în 1961 n-au fost făcute lucrări de prospecțiuni și nici nu s-au forat sonde. Continuarea forajului este în funcție de rezultatul interpretărilor datelor obținute prin forajele executate pînă în prezent și de studiile paleontologice ale depozitelor traversate de foraje în scopul orizontării lor.

— *In Togo* nu s-au făcut prospecțiuni sau explorări, iar în Dahomey s-a pus problema unor lucrări de prospecțiuni în regiunea litorală. O activitate intensă de prospecțiuni și explorări a avut loc în această depresiune pe teritoriul Nigeriei, unde sînt cunoscute iviri de petrol, pe ambele părți ale rîului Niger, pe o zonă cuprinsă între localitățile Lagos și Calabar, în sud, și Lokoja și Makurdi, în nord. S-au făcut foraje de referință și de explorare pînă la adîncimi de 1 800—2 800 m, fără să se fi descoperit vreun zăcămint de petrol sau de gaze.

— *In Nigeria*, în anul 1956, în Delta Nigerului, la est de vechile foraje și la sud de Port Harcourt, au fost descoperite zăcămint de petrol la Oloibiri și ulterior la Afam, în extinderea vestică a sondelor de explorare de la Akata, unde în anul 1954 s-au obținut unele rezultate la probele de producție ale sondelor. Din 1957 au fost descoperite peste 20 structuri petrolifere și gazeifere (v. tabela 104), legate de zona de acumulări, în general de direcție V-E. Obiectele de explorare sînt nisipurile și gresiile Miocenului. Greutățile specifice ale petrolurilor variază între 0,7883 și 0,9340. Marea majoritate a structurilor petrolifere au fost descoperite prin prospecțiuni seismice.

Depresiunea Douala, situată pe coasta Oceanului Atlantic, ocupă, la nord de ridicarea fundamentului din regiunea Kribi, o suprafață de circa 7 000 km² din teritoriul Camerunului. La sud de ridicarea din regiunea Kribi

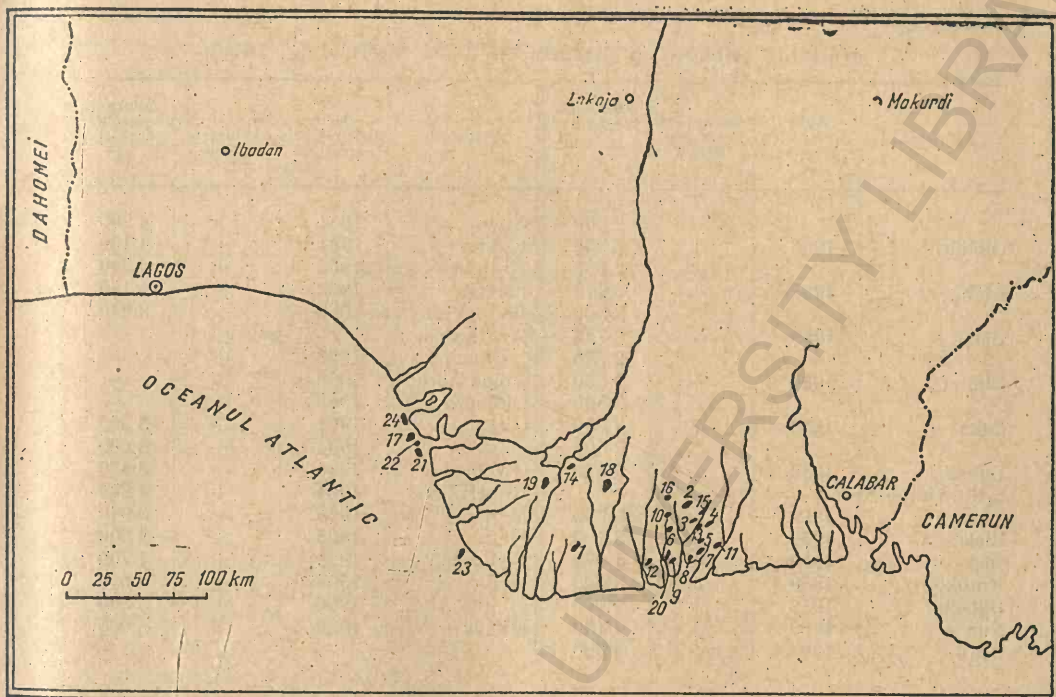


Fig. 186. Structurile petrolifere din Delta Nigerului:

1 — Oloibiri; 2 — Ima River; 3 — Ebubu; 4 — Afam; 5 — Bomu; 6 — Aparā; 7 — Bodo West; 8 — Bonny; 9 — Cawthorne Channel; 10 — Elenwa; 11 — Korokoro; 12 — Krakama; 13 — Obigbo Nord; 14 — Olomoro; 15 — Oza; 16 — Umuechen; 17 — Okan; 18 — Obagi; 19 — Owopole; 20 — Robertkiri; 21 — Meji; 22 — Mefa; 23 — Pennigton; 24 — Delta.

este Depresiunea Campo, care ocupă o suprafață de 45 km² din teritoriul Camerunului. Prospekțiunile geologice (cu toate că aflorimentele sînt rare) și forajele executate au dat posibilitatea să se obțină informații privitoare la stratigrafia depresiunii, pe baza cărora s-a întocmit profilul stratigrafic (tabelul 105).

Din punct de vedere tectonic, Depresiunea Douala se caracterizează printr-o serie de cute anticlinale, formate de depozitele terțiare care acoperă discordant Cretacicul cutat și foarte faliat. Prin foraje de 600 m adîncime, în 1933 s-a descoperit un zăcămint de gaze la vest de Bomono. Forajele de mare adîncime de la Bomono, Souellaba și Logbaba au atins Paleocenul, iar unele dintre ele — Cretacicul superior. Pe anticlinalul Souellaba, la 2 600 m, s-au întîlnit gaze și petrol în gresiile Paleocenului, iar pe anticlinalul Logbaba, la adîncimea de peste 1 800 m, s-au descoperit gaze în gresiile Cretacului superior. Prospekțiunile în cuprinsul acestei depresiuni continuă.

Depresiunea Gabonă se prezintă ca un vast monoclin, cu cădere spre vest, împărțit în două de un horst cristalin de direcție aproximativ SE-NV,

Tabelul 104

Structurile petrolifere și gazeifere din Delta Nigerului (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii structurii	Obiectul de exploatare Miocen	Adâncimea medie a sondelor, m	Structura	Anul descoperirii structurii	Obiectul de exploatare Miocen	Adâncimea medie a sondelor, m
Oloibiri	1956	+	2 650– 3 260	Apara	1961	+	4 200
			2 650–	Kokori	1961	+	4 130
Afam	1957	+	3 250	Krakama	1962	+	4 240
			2 360–	Eriemu	1962	+	4 150
Bomu	1958	+	2 750	Bodo Vest	1962	+	3 240
			2 750–	Cawthorne			
Ebubu	1958	+	2 850	Channel	1962	+	—
			3 530–	Obigo nord	1963	+	—
Soku	1959	+	3 550	Olomoro	1963	+	—
			2 500–	Okan	1964	+	3 300
Bonny	1959	+	2 520	Obagi	1964	+	3 600
Igrita-Umuechem				Owopele	1964	+	3 130
Elelenwa	1959	+	3 000	Robertkiri	1964	+	4 250
Imo	1959	+	3 100	Meji	1965	+	3 940
Korokoro	1959	+	1 970	Mefa	1965	+	4 000
Ughelli	1959	+	3 500	Pennigton	1965	+	1 700
Nun	1960	+	4 000	Delta	1965	+	3 050
Oza	1960	+	4 000	Manuso	1966	+	3 600
				Mbede	1966	+	3 000

Tabelul 105

Profilul stratigrafic sumar al Depresiunii Douala

	Seria	Etajul	Scurtă descriere litologică	Grosimea, m
	Plio-Pleistocen		Nisipuri grosiere cu stratificație încrucișată și argile pătate. Discordanță	100
	Oligocen superior		Argile și gresii. Discordanță	
Eocen Seria de Bonangando	Superior? Mediu		Nisipuri Gresii calcaroase, gresii marnoase, calcare cenușii, galbene și marne cenușii și negre.	200—800
	Inferior?		Argile	
	Seria de Bongué		În partea de nord-vest a depresiunii, alternanță de marne cenușii, negricioase, calcare fosilifere și gresii grosiere feruginoase, nestratificate. În bază gresii grosiere friabile.	

Tabelul 105 (continuare)

	Seria	Etajul	Scurtă descriere litologică	Grosimea, m
Paleocen	Seria de Dizangué		În partea de sud est a depresiunii, gresii friabile, fine sau grosiere. Marne galbene, roșietice, cu cruste feruginoase și intercalații de argile violacee.	600—1200
Cretacic	Seria de Mungo	Danian	Conglomerate și marne negre.	500
		Senonian	Alternanță de marne negre, gresii mar-noase și gresii micacee calcaroase.	
		Turonian	Gresii friabile. Discordanță?	
	Seria gresii-lor bazale	Cenomanian	Argile violacee. Gresii grosiere în alternanță cu conglomerate. Gresii mar-noase, fine. Fundamentul cristalin	600

de la Lambaréné spre Libreville. Partea de est este cunoscută sub numele pe Zona orientală (în unele lucrări de specialitate este numită Bazinul oriental), iar partea de vest sub numele de Zona atlantică (litorală) sau Bazinul atlantic. Partea de nord, situată pe teritoriul Camerunului, este cunoscută sub numele de Depresiunea Campo.

1. În Zona orientală (Bazinul oriental), peste fundamentul cristalin, discordant, urmează seriile precretacice, probabil Jurasic superior. În Jurasicul superior (?), în formațiunile Agoula și M'Vone sînt intercalații de marne bituminoase. În Cretacicul mediu, în formațiunile Cocobeach inferior, este prezentă o serie de marne bituminoase, iar în Cocobeach mediu sînt șisturi bituminoase (v. tabelul 106).

2. În Zona atlantică (litorală), peste fundamentul cristalin urmează Jurasicul (?), Cretacicul, Paleocenul, Miocenul și depunerile post miocene (v. tabelul 107). De depozitele acestui bazin sînt legate acumulările de petrol și de gaze din Gabon.

În partea centrală a Zonei atlantice (litorale), pe o direcție aproximativ nord-sud, au fost puse în evidență o serie de cute legate de diapirismul sării, iar înspre vest un monoclinal a cărui înclinare regională este de 2—5° înspre ocean. El este străbătut de o serie de masive de sare, întîlnite prin foraje la 700—800 m și unele chiar la 4 000 m adîncime; pe flancurile acestora au fost descoperite zăcăminte de petrol și gaze în Cretacic, Paleogen și Miocen.

În această parte a Zonei atlantice, pînă în prezent au fost descoperite 14 structuri petrolifere (tabela 108) legate de diapirismul sării, în care sarea a fost întîlnită la diferite adîncimi și care formează zone anticlinale de acumulări de petrol și gaze dispuse în general pe direcția NV-SE (v. fig. 187).

Tabelul 106

Profilul stratigrafic sumar al zonei orientale din Depresiunea Gabonă

Seria	Etajul	Scurtă descriere litologică	Grosimea, m
Cretacic mediu (Apțian mediu?)	Albian	<i>Formațiunea Mediella</i> : gresii, conglomerate, marne, cu câteva intercalații de calcare și dolomite. Seria saliferă (?).	500—700
	Apțian superior	<i>Formațiunea Cocobeach superior</i> : calcare și dolomite, marne verzui, gresii și conglomerate <i>Discordanță</i>	300—1 000
		<i>Formațiunea Cocobeach mediu</i> : argile și gresii fine argiloase. Alternanță de argile marmure, gresii și șisturi bituminoase. Argile albastrii, gri, verzui, marne grezoase, gresii, marno-calcare.	1 380—1 675
		<i>Formațiunea Cocobeach inferior</i> : alternanță de marne calcaroase, calcare și calcare dolomitice, cunoscute sub numele de seria de Bikoame. Seria marnelor bituminoase, cu impresiuni de pești cunoscută sub numele de seria marnelor cu pești	850—1 300
Jurasic superior (?)		<i>Formațiunea M'Dombo</i> : gresii albicioase, conglomeratice, cu intercalații de marne roșii și verzui, gresii roșii uneori conglomeratice	150—300
		<i>Formațiunea M'Vone</i> : marne roșii, violacee și verzui, uneori bituminoase cu intercalații de calcare. Gresii și conglomerate.	180—300
		<i>Formațiunea Agoula</i> : marne și argile. Alternanță de marne și gresii roșii. Gresii și marne bituminoase, calcare. Conglomerate și gresii.	220—400

Sisturi cristaline (fundament)

Prima structură a fost descoperită în anul 1956, la Ozouri, unde s-a găsit petrol în Eocen. Structurile descoperite după anul 1956 în majoritate sînt situate în apropierea țărmului Oceanului Atlantic. În anul 1961, la circa 20 km de țărmul oceanului, în larg, a fost descoperită structura Anguille.

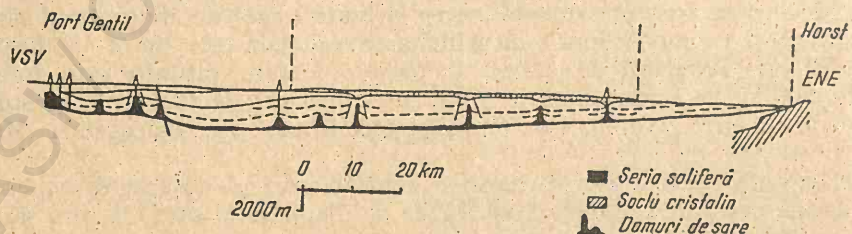


Fig. 187. Secțiune ipotetică în zona Atlantică (litorală) din Depresiunea Gabonă.

Tabelul 107

Profilul stratigrafic sumar al Zonei Atlantice din Depresiunea Gabonă

Seria	Etajul		Scurtă descriere litologică	Grosimea, m
Post Miocen (Seria Akosso)				
Miocen superior			<i>Formațiunea Tchengué</i> : nisipuri fine până la grosiere, cu intercalații subțiri de argilă verde.	350
Miocen inferior			<i>Formațiunea M'Bega</i> : argile cu lentile de nisipuri, impregnate cu petrol (groase de maximum 2 m) și dolomite brune.	300
Seria (Alewana)			<i>Formațiunea Mandorové</i> : alternanță de nisipuri fine și foarte fine, mai mult sau mai puțin argiloase.	
Eocen superior			<i>Formațiunea N'Gola</i>	Alternanță de argile cenușii și argile silicifiate fracturate. Marne argiloase cu intercalații subțiri de calcare fracturate. În bază gresii argiloase și nisipuri.
Eocen mediu			<i>Formațiunea Animba</i>	
Eocen inferior			<i>Formațiunea Ozouri</i>	
Paleocen superior			<i>Formațiunea Ikando</i>	
Paleocen mediu				
Paleocen inferior (Danian-Monțian) Seria Mandji			<i>Formațiunea Oguendjo</i>	
Cretacic superior	Seria Port Gentil	Maastrichtian	<i>Formațiunea Ewongue</i> : argile, gresii.	Marne și calcare vacuolare.
		Campanian Santonian	<i>Formațiunea Pointe Clairette superior</i>	
	Seria Pointe Clairette	Senonian	<i>Formațiunea Pointe Clairette inferior</i>	
		Coniacian		

Tabelul 107 (continuare)

Seria	Etajul	Scurtă descriere litologică	Grosimea, m
Cretacic		Turonian <i>Formațiunea Azile</i> : argile cu intercalații de calcare, dolomite și nisipuri.	600
	Seria roșie	Cenomanian <i>Formațiunea Cap-Lopez</i> : nisipuri și argile roșii cu intercalații de calcare și gipsuri.	Până la 500
	Seria Madiela	Albian <i>Formațiunea Madiela</i> : calcare, dolomite, argile, și nisipuri, marnе și calcare oolitice.	Până la 700
		Aptian superior și mediu <i>Formațiunea saliferă</i> : marnе negre, calcare oolitice, calcare, marmură. Sare și argile negre.	70—300
		Aptian inferior <i>Formațiunea Cocobeach</i> : sisturi argiloase, marnе, calcare și gresii. În bază conglomerate.	100—1 600

Jurasic?

Fundamentul
Precambrian

Sisturi cristaline

În tabelul 108 și în fig. 188 sînt date structurile petrolifere de pe teritoriul Gabonului.

Zăcămintele de petrol și gaze din aceste structuri sînt stratiforme boltite, stratiforme ecranate tectonic, stratigrafic sau litologic și unele delimitate litologic; colectorii sînt formați din nisipuri lenticulare ale Senonianului, argilele silicificate fracturate ale Eocenului, dolomitele Miocenului inferior, nisipurile Miocenului inferior sau calcarele din Caprock (v. fig. 189—192). Greutățile specifice ale petrolurilor sînt cuprinse între 0,8602 și 0,9792.

Depresiunea Congo. În această depresiune, din anul 1951 a început să se acorde atenție zonei de coastă. Pe baza prospecțiunilor geofizice, în special a prospecțiunilor seismice, au fost puse în evidență de-a lungul coastei, pe fondul unui monoclinal regional, o serie de cute anticlinale foarte slab înclinate, a căror formare se presupune a fi în legătură cu ridicările fundamentului.

Prima sondă forată la Pointe Indienne, la 16 km nord de Pointe Noire, pe o cută anticlinală pusă în evidență prin prospecțiuni seismice a descoperit un zăcămint de petrol în gresiile Aptianului inferior. Zăcămintul este stratiform ecranat litologic și grosimea stratului productiv variază între 3 și 27 m. Greutatea specifică a petrolului este de 0,842. Forajele de la Tchibota, în apropiere de coastă, ca și cele de la Kouilou și Loeme, toate la nord de Pointe

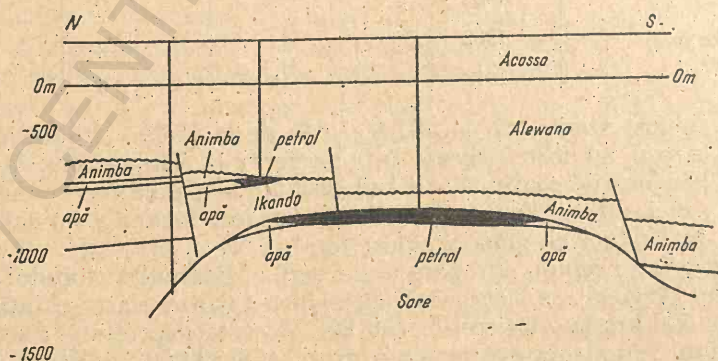
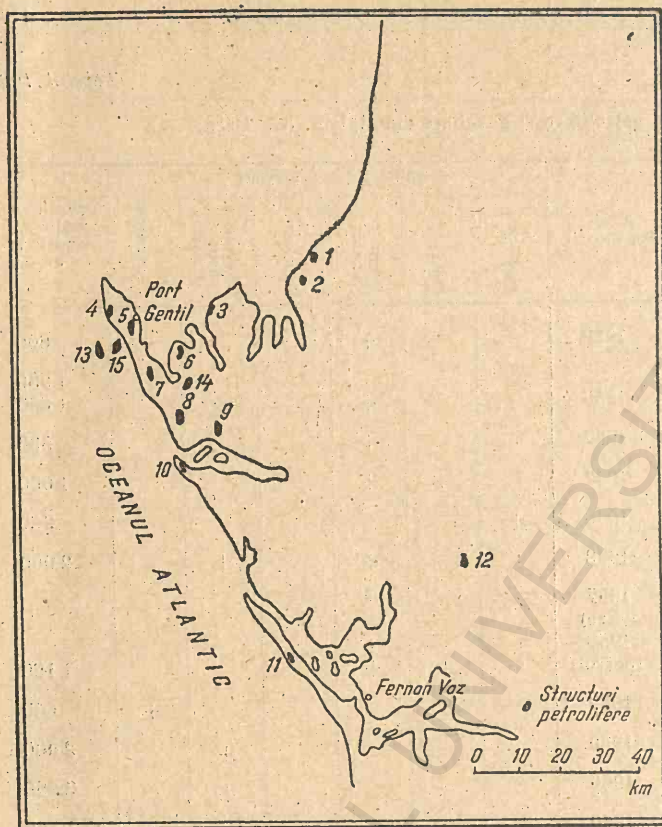
Tabelul 108

Structurile petrolifere și gazeifere din Gabon (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare						Adâncimea medie a sondelor, m
		Caprock	Miocen	Eocen inferior	Paleocen	Senonian superior și inferior	Cenomanian	
Ozouri	1956			+				600
Pointe- Clairette	1956			+		+		1 330 1 650
Animba	1957			+				530
N'Bega	1957		+	+				1 000
Alewana	1958	+						960
Cap Lopez	1958			+		+		2 000
Tchengué (gaze)	1957 (gaze)							
	1958 (petrol)		+	+				1 160
Rembo-Kotto	1959						+	660
Batanga	1960					+		2 000
N'Tombenyoni	1960					+		2 350
Simany	1960				+			1 160
Pointe-Weze	1960					+		1 940
Anguille	1961					+		2 960
Illigoue	1962					+		2 930
Tchengué-Ocean	1962					+		2 300
Gamba	1963					+		3 700

Indienne, au fost sterile, ca de altfel și cele de la Holle, situate la est. Indicații de petrol au fost întâlnite într-un foraj la Tinkoussou, la nord de Tchibota. Explorările continuă. În sud, în Cabinda, până în prezent n-a fost descoperit nici un zăcămint de petrol. Au fost întâlnite numai indicații de petrol, în Cretacicul superior, prin foraje.

Depresiunea Cuanza. În partea de sud a Bazinului Golfului Guineea, pe teritoriul Angolei, se situează Depresiunea Cuanza, care se întinde pe o lungime de 690 km și o lățime de 150 km. Această depresiune este umplută cu formațiuni sedimentare care au o grosime de 3 000—4 000 m (v. tabelul 109).



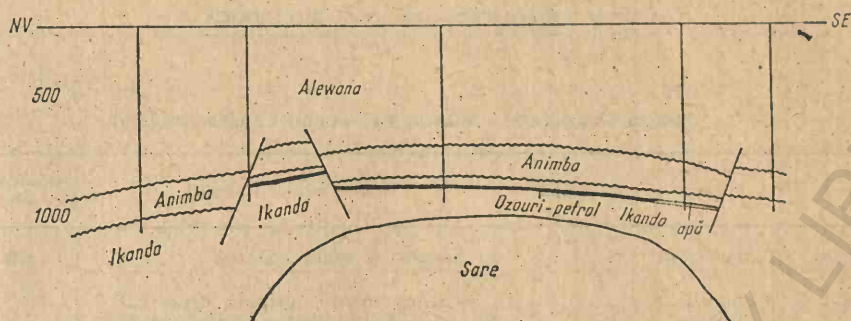


Fig. 190. Secțiune prin structura M'Béga (Gabon).

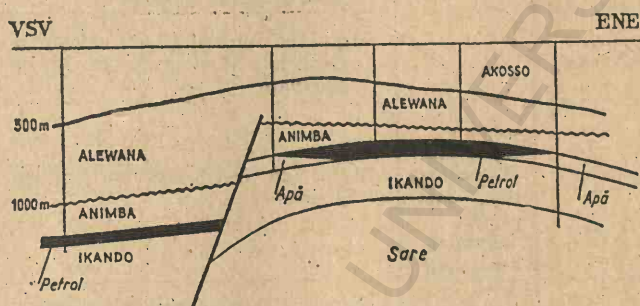


Fig. 191. Secțiune prin structura Ozouri (Gabon).

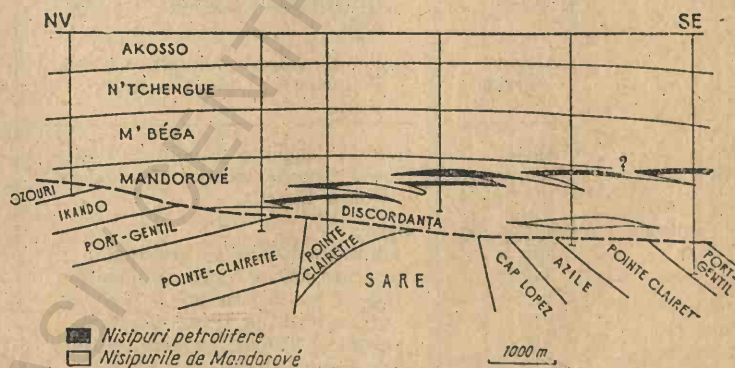


Fig. 192. Secțiune prin structura Tchengué (Gabon).

Profilul stratigrafic sumar al Depresiunii Cuanza (Angola)

Sistem	Seria	Etajul	Scurtă descriere litologică	Grosimea, m
Cuaternar	Pleistocen		Nisipuri și argile roșietice.	50
Neogen	Pliocen-Miocen		Calcare, marne, nisipuri, gresii calcareoase. La partea superioară un strat de 5—6 m de nisipuri groșiere cochilifere.	125
Paleogen	Miocen-Oligocen		Marne cu intercalații de gresii. La partea superioară, marne pestrițe și marne gipsifere.	400—600
	Eocen și Paleocen		Marne cu intercalații de calcare și gresii la partea superioară. Argile silicificate.	380—450
	Superior	Danian Senonian (Maastrichtian, Campanian, Santonian, Coniacian)	Marne cu intercalații de calcare și gresii.	300—700
Cretacic	Mediu	Turonian Cenomanian	Marne, marne pestrițe cu intercalații de calcare și gresii. Intercalații de conglomerate în estul depresiunii.	40—300
		Albian superior	Marne cu intercalații de calcare și gresii. Calcare fisurate de Cabo Ledo.	Pină la 900
		Albian inferior	Dolomite, calcare dolomitice, gresii, anhidrite, sare gemă și argile negre.	Pină la 1 000
	Inferior	Apțian Superior	Calcare dolomitice și oolitice. Calcarele fisurate Benfica din formațiunea Binga.	373
		Apțian mediu și inferior	Sare. În partea de nord a depresiunii : calcare oolitice, calcare dolomitice, ce au în acoperiș un orizont de argile roșii. În restul depresiunii gresii și nisipuri groșiere, gresiile de Cuvo Calucala.	750

Fundamentul
Precambrian

Granite, gnaise, diorite.

Din punct de vedere tectonic, depresiunea se caracterizează printr-o serie de cute anticlinale, slab asimetrice (flancul estic are o înclinare de 8° , iar flancul vestic pînă la 5°), cu direcția NNV-SSE, a căror lungime, în medie, este de 20–30 km și lățimea de 12–18 km, în care sînt o serie de acumulări de petrol.

Tipul cutelor anticlinale este foarte variat — de la simple, nefaliate, pînă la forme foarte complicate, legate de diapirismul sării (structurile Benfica, Luanda, Cacuaco).

În această depresiune, pînă în prezent, pe lângă calcarele fisurate de Benfica, din formațiunea Binga (Aptian superior), care este principalul obiect de exploatare, se mai exploatează calcarele fisurate de Cabo Ledo (Albian superior) și gresiile de Cuvo Calucala (Aptian inferior). Greutățile specifice ale petrolurilor variază între 0,8762 și 0,9042.

Primele două obiecte de exploatare se găsesc deasupra sării; al treilea este situat sub sare, groasă de circa 500 m, care formează un înveliș protector pentru gresiile de Cuvo Calucala.

În Depresiunea Cuanza se cunosc și apariții de asfalt, care fac obiectul unor exploatări, la Libongos și Caxito.

Pînă în prezent, în special pe baza prospecțiunilor seismice, în Depresiunea Cuanza au fost descoperite o serie de structuri petrolifere (tabelul 110 și fig. 193).

70. Bazinul Mozambic

Bazinul Mozambic (fig. 32-135), mai puțin studiat pînă în prezent, este delimitat în vest de lanțuri muntoase a căror înălțime depășește 2000 m. El ocupă aproape $2/3$ din partea de nord a Mozambicului, partea de est a Tanganikăi și insulele Zanzibar și Pemba. În stadiul actual al cunoștințelor, această delimitare este cu totul convențională. În acest

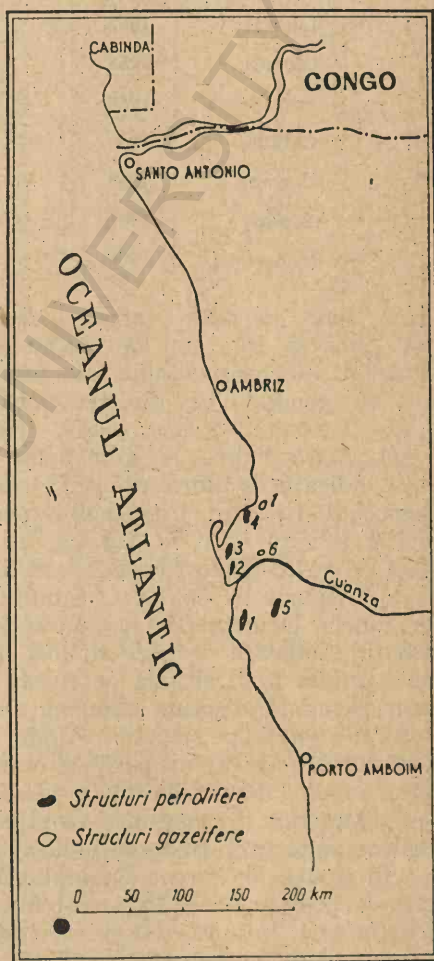


Fig. 193. Structurile petrolifere și gazeifere din Angola (Depresiunea Cuanza):

1 — Tobias; 2 — Uacongo; 3 — Benfica; 4 — Luanda; 5 — Galinda; 6 — Bom Jesus; 7 Cacuaco.

Tabelul 110

Structurile petrolifere și gazeifere din Angola (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare			Adâncimea medie a sondelor m
		Aptian	Albian	Eocen	
Benfica	1955	+			2 500
Luanda	1957		+	+	1 900
Cacuaco	1958			+	2 330
Bom Jésus	1959	+			2 000
Galinda	1959	+			2 330
Uacongo	1960	+			2 930
Tobias	1961	+			700
Mulenvos	1966		+		2 000

bazin apar depozite terțiare, cretacee, jurasice și în partea de nord vest sînt și zone în care apar seriile Karroo. În Mozambic, în urma lucrărilor de prospecțiuni, au fost puse în evidență o serie de structuri, în general, de direcție nord-sud și pînă în anul 1962 au fost forate 7 sonde. Prima sondă, forată în anul 1937 la nord-vest de orașul Beira, pînă la adîncimea de 2 694 m, n-a întîlnit nici un fel de indicații de hidrocarburi. Celelalte 6 sonde, care au traversat Miocenul, Oligocenul, Eocenul, Cretacicul superior, iar unele au forat și în Cretacicul inferior și s-au oprit în Jurasic, atingînd adîncimi cuprinse între 2 700 și 3 873 m, au fost amplasate la sud de orașul Beira și cele mai multe dintre ele nu departe de coasta Oceanului Indian. Sondele forate pe structurile Zandamela, Domo și Temane nu au întîlnit nici un fel de indicații de hidrocarburi. Indicații de gaze au fost întîlnite la sondele 1 Balane și 1 Mambone, ultima fiind situată pe coasta oceanului. Pe baza indicațiilor acestei sonde, la sud de structura Mambone și la circa 30 km vest de coasta oceanului, s-a forat o sondă, pe structura Pande, care a atins adîncimea finală de 3 873 m și a întîlnit gaze în nisipurile Cretacicului superior. În apropiere de orașul Beira, sonda 1 Buzi a găsit gaze la adîncimea de 1 590 m, în nisipurile Cretacicului superior (formațiunea Grudja), dar nu cu un debit industrial. Acest rezultat pune problema continuării lucrărilor de prospecțiuni și a forajelor.

În partea de nord a Bazinului Mozambic, în Tanganika, s-au făcut lucrări de prospecțiune, îndeosebi foraje structurale. Foraje structurale s-au făcut în vest, în nord-vest și sud-vest de Dar-es-Salaam și în partea de sud a Tanganikăi, nu departe de coastă, între localitățile Kilwa, Lindi și Mikindani. La Mandava (fig. 194), la jumătate distanță între Kilwa și Lindi, s-a forat în anul 1959 o sondă care a atins adîncimea finală de 4 445 m fără să întîlnească indicații de hidrocarburi. Lucrările de prospecțiune continuă.

Lucrări de prospecțiuni și foraje de mare adâncime s-au făcut și în insulele Zanzibar și Pemba. În Insula Zanzibar, pe baza prospecțiunilor seismice și gravimetrice, în anul 1956 s-a forat o sondă care a atins adâncimea finală de 4 760 m, în Paleocen, dar n-a avut rezultate de producție.

În Insula Pemba, pe baza prospecțiunilor seismice, geologice și a patru foraje structurale de circa 700 m adâncime fiecare, care au dat indicații în Terțiar asupra posibilității existenței unei structuri în adâncime, a început la finele anului 1961 forajul unei sonde amplasată lângă Chake Chake și la care s-a estimat o adâncime finală de 4 000 m. Lucrările de foraj și cele de prospecțiuni continuă.

71. Bazinul Est-African

Bazinul Est-African (fig. 32-133) ocupă partea de est a Kenyei, sud-estul Etiopiei și teritoriul Republicii Somalia. Acest bazin, mai puțin studiat pînă în prezent, este delimitat la sud-vest de lanțuri muntoase ale căror vîrșuri ating 5 895 m (Kilimandjaro), iar în nord-vest de Podișul Etiopiei.

În Kenya se cunosc iviri de gaze, care conțin un mare procent de CH_4 , pe coasta Oceanului Indian, lângă

Kilifi, la nord de Mombasa, precum și la Naivasha și Esageri, pe valea Rift, la nord-vest de Nairobi, unde gazele au un conținut mare de CO_2 .

În urma studiilor geologice începute încă din anul 1937, s-a ajuns la concluzia că ar interesa din punctul de vedere petrolifer regiunea din nord-estul Kenyei, de-a lungul frontierei cu Somalia și regiunea situată de-a lungul coastei Oceanului Indian.

În nord estul Kenyei, unde au fost puse în evidență o serie de mici cute anticlinale, se întîlnește Triasicul, Jurasicul și Cretacicul. Discordant peste Precambrian stă Triasicul-Jurasicul inferior, reprezentat prin seriile de Mansa Guda, formate din gresii și conglomerate cu intercalații de argile. Deasupra urmează, discordant, Jurasicul superior, reprezentat prin seriile calcarelor de Daua, formate din calcare cu dese intercalații de argile și cîteva orizonturi de nisipuri și acoperite de Cretacicul inferior, reprezentat prin seriile de Mandera (după unii geologi, Jurasic), formate din gresii, argile și calcare



Fig. 194. Bazinul Mozambic (schită orientativă).

dolomitice. Urmează Cretacicul superior, reprezentat prin statele de Danissa (gresii, gresii marnoase și calcare), care suportă gresiile de Marehan.

În regiunea situată de-a lungul coastei Oceanului Indian, în care prezența unor mici cute anticlinale și a unor falii este evidentă, apar formațiuni ce aparțin de la Carbonifer și pînă la Cretacic inclusiv. Peste Precambrian urmează discordant gresiile din baza seriilor Duruma, considerate că aparțin Carboniferului.

Permianului îi corespund gresiile inferioare din aceeași serie, iar Triasicului — gresiile din partea superioară a seriei de Duruma. Discordant urmează Jurasicul, format din nisipuri, calcare și argile cu intercalații subțiri de calcare, deasupra cărora, tot discordant, urmează Cretacicul, reprezentat prin calcare. Se consideră că ar fi prezent și Mio-Pliocenul. În Kenya, în afară de prospecțiuni geologice, începute încă din 1837, s-au făcut și prospecțiuni geofizice și s-au executat foraje structurale în scopul obținerii unei cât mai bune documentații asupra zonelor care ar prezenta interes din punctul de vedere a posibilităților de acumulare a hidrocarburilor.

Forajele structurale, în majoritate de mică adîncime și mai puține de mare adîncime (la Walu 1933 m, la Pandangua 2 166 m adîncime), s-au făcut în zona de coastă a Oceanului Indian și în apropiere de frontiera cu Somalia. Încercările de probe de producție făcute la forajele structurale de mare adîncime n-au dat rezultate pozitive. Lucrările de prospecțiuni continuă.

În Etiopia, activitatea de prospecțiuni s-a desfășurat, în general, cu întreruperi. Între anii 1936 și 1939 s-au făcut lucrări geologice de recunoaștere în partea de est a Etiopiei, în Ogaden, și a fost studiată partea de nord a districtului Gumburo, din Ogaden.

Mai tîrziu a fost studiată regiunea Ogaden, care a atras atenția asupra posibilităților de existență a acumulărilor de hidrocarburi. Această regiune, pînă în prezent, este cea mai bine cunoscută în ceea ce privește Mezozoicul și Paleocenul. În tabela 111 este prezentată corelarea depozitelor mezozoice și paleocene din partea de vest și de est a Ogadenului cu depozitele de aceeași vîrstă din partea de nord a Kenyei și din nordul și sudul părții centrale a Somaliei.

Triasic-Jurasic inferior (formațiunea Adigrat). Această formațiune din baza Mezozoicului este prezentă în partea de est a Ogadenului și în partea nord-centrală a Etiopiei, în vestul Ogadenului, fiind acoperită. În Somalia ea se întâlnește pînă în Jurasicul mediu. Se caracterizează prin gresii cenușii, friabile, cu grăunți de pirită, gresii groșiere și argiloase, conglomerate și argile nisipoase roșietice, brune, micacee. Această formațiune se consideră că este echivalentă cu formațiunea Mensa Guda din nord-estul Kenyei.

Jurasic inferior-Jurasic superior (seriile Hamanlei). Partea superioară a acestor serii este formată din calcare groșiere, compacte, de culoare cenușie, cu intercalații de argile și se consideră a fi echivalentă cu formațiunile Bihen, Gahodleh și Wanderer din Somalia și cu

Corelarea Cretacicului, Jurasicului și Triasicului din nord-estul Africii

			SOMALIA N-Centrală S-Centrală		ETIOPIA E-Ogaden V-Ogaden		KENYA NE
Terțiar	Eocen		Auradu	Auradu	Auradu		
	Paleogen	Thanetian Montian		Nubian	Jesomma	Jesomma	Marchan
Creta- cic	Superior	Danian Maestrichtian Senonian Turonian Cenomanian	Nubian		Seriile Gumburo	Belet Uen Perfer Mustahil	Seriile Mandera
	Inferior	Albian Aptian Neocomian					
Jura- sic		Tithonian			Gips	Gips	
		Portlandian	Gawan		Gabre- darre	Gabre- darre	Calcarul superior
	Malm	Kimmeridgian	Daghani Wanderer	A c o p e r i t	Uaran- dab	Uaran- dab	Argile supe- rioare
		Argovian	Gahod- leh				Calcar inter- mediar
		Diversian				Haman- lei	Argile inter- mediare
		Callovian	Bihen				Calcarul inferior
	Dogger	Bathonian			Seriile Hamanlei		(acoperit)
		Bajocian					
	Lias	Aalenian Toarcian Charmouthian Pliensbachian Sinemurian Hettangian	Adigrat			Acoperit	Mansa Guda
	Keuper	Rhetian Norian			Adigrat		
Triasic	Muschel- kalk	Carnian Ladninian Anisian Scythian					
	Bund- sand- stein		După Magfad- yen Mac- kay	După Mac Fadyen	După Clift	După Migliorin	După Dixey Ayers

calcarele intermediare, argilele intermediare și calcarele inferioare din nord-estul Kenyei.

Partea inferioară a seriilor Hamanlei, întâlnește numai în partea de est a Ogadenului, se caracterizează printr-o alternanță de calcare oolitice cu anhidrite.

Jurasic superior (formațiunea cu gips). În bază începe cu argile de culoare cenușie închis și verde închis, constante atît din punct de vedere litologic cît și al grosimii în colțul de est al Africii și cunoscute sub numele de formațiunea Uarandab, care corespunde cu argilele de Daghani, din Somalia și cu argilele superioare din nord-estul Kenyei. Deasupra urmează formațiunea Gabredarre, caracterizată în partea de vest și de est a Ogadenului prin calcare de culoare gălbuie și verzuie, care sînt echivalente în Somalia cu calcare de Gawan, iar în Kenya — cu calcarul superior. În continuare urmează formațiunea cu gips. În vestul Ogadenului se întîlnesc gipsuri masive cu intercalații de marne argiloase, cunoscute sub numele de formațiunea cu gipsuri, echivalentă ca vîrstă cu intervalul Portlandian-Barremian. Această formațiune nu este cunoscută în Somalia și în partea de nord-est a Kenyei.

Cretacic inferior-Cretacic superior (seriile de Gumburo). Calcarul de Mustahil, gipsurile de Ferfer și calcarul de Belet Uen din partea de vest a Ogadenului n-au fost găsite în partea de est a Ogadenului. Aici sînt calcare cu intercalații de argile și argile cenușii friabile, fosilifere, succesiune cunoscută sub numele de seriile de Gumburo, echivalentă ca vîrstă cu succesiunea Mustahil, Ferfer, Belet Uen și foarte probabil cu o parte din formațiunea Jesomma. Seriile de Gumburo se corelează, ca poziție stratigrafică, cu gresia nubiană din partea nord-centrală a Somaliei, unde nisipurile sînt în număr mare și se întîlnesc și intercalații de calcare de vîrstă cenomaniană, iar în nord-estul Kenyei, seriile de Gumburo se corelează cu seriile de Mandera.

Cretacic superior - Paleocen (Formațiunea Jesomma). Această formațiune se caracterizează prin gresii de culoare roșie, brună sau gălbuie, fără fosile și variază ca grosime. Gresii sînt similare din punct de vedere litologic și se corelează, ca poziție stratigrafică, cu gresia de Nubia din Somalia și cu gresia Marehan din Kenya. În partea de est a Etiopiei, în Ogaden, aceste gresii au intercalații de nisipuri fine pînă la grosiere, de culoare cenușiu-închis pînă la negricioase, care conțin grăunți de pirită. Deasupra formațiunii Jesomma urmează calcarul de Auradu (Eocen inferior).

În Etiopia prima sondă a fost forată în anul 1949. Sonda 1 Gumburo a atins o adîncime de 3 376 m; a doua sondă, forată în 1952 la Galadi, pînă la adîncimea de 3 027 m, a întîlnit slabe indicații de petrol și a fost abandonată din motive tehnice. În afară de aceste sonde de mare adîncime, care n-au dat rezultate, au mai fost făcute foraje structurale.

În Etiopia, în afară de Ogaden, s-au făcut prospecțiuni și în regiunea Mării Roșii. În general, volumul lucrărilor de prospecțiuni executate pînă în prezent a fost mic.

În fosta Somalie italiană s-au făcut cercetări geologice de recunoaștere, în perioada 1936—1939, iar mai târziu s-au făcut lucrări de detaliu și prospecțiuni seismice. De asemenea, s-au mai făcut lucrări de aerofotogeologie.

Prin prospecțiuni au fost identificate o serie de cute anticlinale situate de-a lungul zonei de coastă a Oceanului Indian, pe care au fost forate de la sud de Mogadiscio și pînă la nord de Bender Beila, 13 sonde, dintre care 12 între anii 1956—1961.

Din interpretarea datelor obținute din foraje reiese că fundamentul se ridică spre nord, unde a fost întîlnit prin sonda 1 Darin la circa 3 268 m, pentru ca la sud și la est de ea, respectiv la Cotton și Hordio, fundamentul să nu fie întîlnit nici la 3 735 m; sondele au traversat Eocenul, Cretacicul și parțial Jurasicul. La sud de Mogadiscio, fundamentul n-a fost întîlnit nici pînă la 4 370 m. Pînă în prezent au fost întîlnite indicații de gaze în Mezozoic, în forajele de la nord de Bender Beila, Cotton Darin și Horido. Lucrările de prospecțiuni și de foraje continuă, acestea din urmă executîndu-se în special la nord și sud de Mogadiscio.

În partea de nord a Somaliei, pe teritoriul fostei Somalii britanice, în anii 1931—1932, s-au făcut lucrări de cartare geologică, ce au permis corelarea stratigrafică regională a depozitelor mezozoice din colțul nord-estic al Africii, îndeosebi a celor din nordul și sudul zonei centrale a Somaliei, din Ogaden și nordul Kenyei (v. tabela 111).

În Somalia se cunoaște stratigrafia din partea de nord a zonei centrale; în partea sudică a zonei centrale, depozitele mezozoice sînt în mare parte acoperite.

În perioada anilor 1957—1960, în fosta Somalie britanică, pe o serie de cute anticlinale, în general cu direcția E-V, s-au forat 10 sonde de explorare. Sondele forate în partea de est a litoralului fostei Somalii britanice, pe cutele de la Buran și Yagui, au întîlnit fundamentul între 2 660 și 1 670 m fără să fi avut rezultate de producție.

Indicații de petrol și gaze în Cretacic și Jurasic au fost întîlnite numai în sondele forate pe cutele Berbera și Dagah Shabel, situate nu departe de coasta Golfului Aden. Pe cuta Dagah Shabel s-a întîlnit fundamentul la circa 1 650 m adîncime.

Se pare că acumulările de hidrocarburi sînt legate de ecranările litologice ale depozitelor mezozoice pe zonele de ridicare a fundamentului; pentru recunoașterea acestui tip de capcană este nevoie de un număr mai mare de foraje.

Lucrările de prospecțiuni și foraje continuă, în vederea descoperirii unor zăcăminte de petrol sau de gaze pe cutele situate nu departe de zona de coastă a Golfului Aden.

În extinderea nordică a Bazinului Est-African, în Sudan, în perioada anilor 1957—1961, s-au făcut prospecțiuni numai de-a lungul coastei Mării Roșii, la nord și sud de Port Sudan (v. fig. 196).

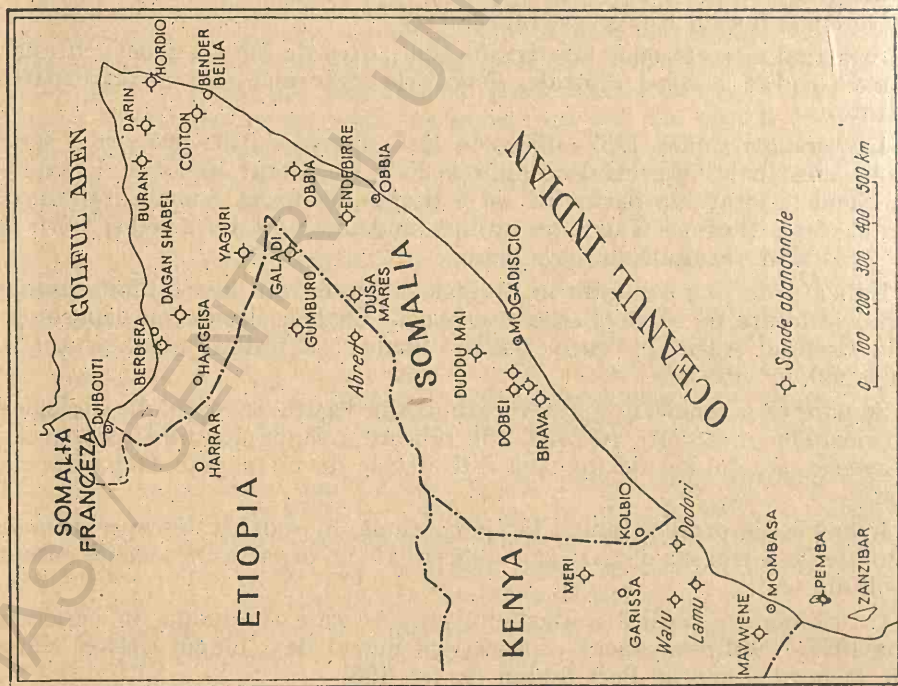


Fig. 195. Foraje de explorare în Somalia, Etiopia și Kenya de est.

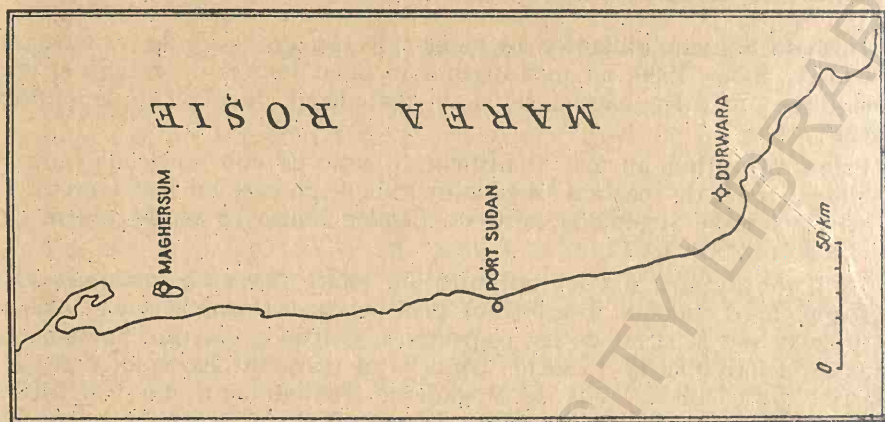


Fig. 196. Sudan — sonde de explorare.

În anul 1961 s-a forat prima sondă, Sonda 1 Durwara, amplasată pe insula cu același nume, aproape de coastă. Sonda a fost suspendată la adâncimea de 3 133 m. A doua sondă a fost amplasată pe Insula Maghersum, la nord de prima. Lucrările de prospecțiuni continuă.

72. Bazinul Madagascar

Bazinul Madagascar (fig. 32-137), un bazin de platformă, ocupă întreaga parte de vest a insulei cu același nume, fiind delimitat de platouri de cristalin, înalte de peste 1 500 m. În acest bazin, pe direcția N-S, în seria sedimentară se deosebesc mai multe zone sub formă de benzi înguste și discontinue ce se succed de la vest la est. Aceste benzi sînt formate, de la est la vest, din seriile de Karoo, respectiv din Jurasic și Cretacic, în care sînt intruziuni de bazalt.

În Bazinul Madagascar s-au putut separa două depresiuni, despărțite prin insulele de cristalin de la Capul Sf. Andrei: Depresiunea Majunga, care ocupă o suprafață de circa 50 000 km² în nord (de la Capul Sf. Andrei pînă la Diégo Suarez) și Depresiunea Morondava, care ocupă o suprafață de circa 125 000 km² în sud (v. fig. 197).

Interesează mai mult Depresiunea Morondava, în care s-au executat și se execută și în prezent prospecțiuni. În această depresiune se cunosc de mult timp indicații de petrol în regiunea Morafenobe-Bemolanga. Cercetările din ultimii ani au pus în evidență noi indicații de petrol în aproape toată depresiunea. Seria sedimentară de pe soclul cristalin are o grosime de 7 000—8 000 m. La partea inferioară a acestei serii, pe o grosime de circa 5 000 m domină faciessurile continentale, iar la partea superioară cele marine.

În seriile Karroo, care, prin analogie cu formațiunile de aceeași vîrstă din Africa de Sud, cuprind ansamblul de depozite continentale de la Carboniferul superior la Jurasicul mediu, se disting de jos în sus trei grupe:

Grupul Sakoa (Carbonifer superior și Permian inferior). Acest grup, gros de circa 1 500 m, începe cu șisturi negre și conglomerate și se continuă cu strate lenticulare de cărbuni, deasupra cărora urmează seria roșie, formată dintr-o alternanță de gresii conglomeratice, conglomerate și argile roșii. În acest grup, care se încheie cu calcare masive, nu se cunosc nici un fel de indicații de petrol.

Grupul Sakamena (Permian superior și Triasic inferior). Acest grup, care are o grosime mai mare de 2 500 m și este dezvoltat în partea de sud a depresiunii, urmează discordant peste grupul Sakoa.

Grupul Sakamena, împărțit în inferior, mediu și superior este format, în bază, din gresii fine, conglomerate și șisturi argiloase, deasupra cărora urmează argile cenușii și gresii, iar partea superioară, predominant grezoasă, are intercalații de argile grezoase roșii sau verzui.

În depozitele sedimentare ale grupului Sakamena se cunosc indicații de petrol.

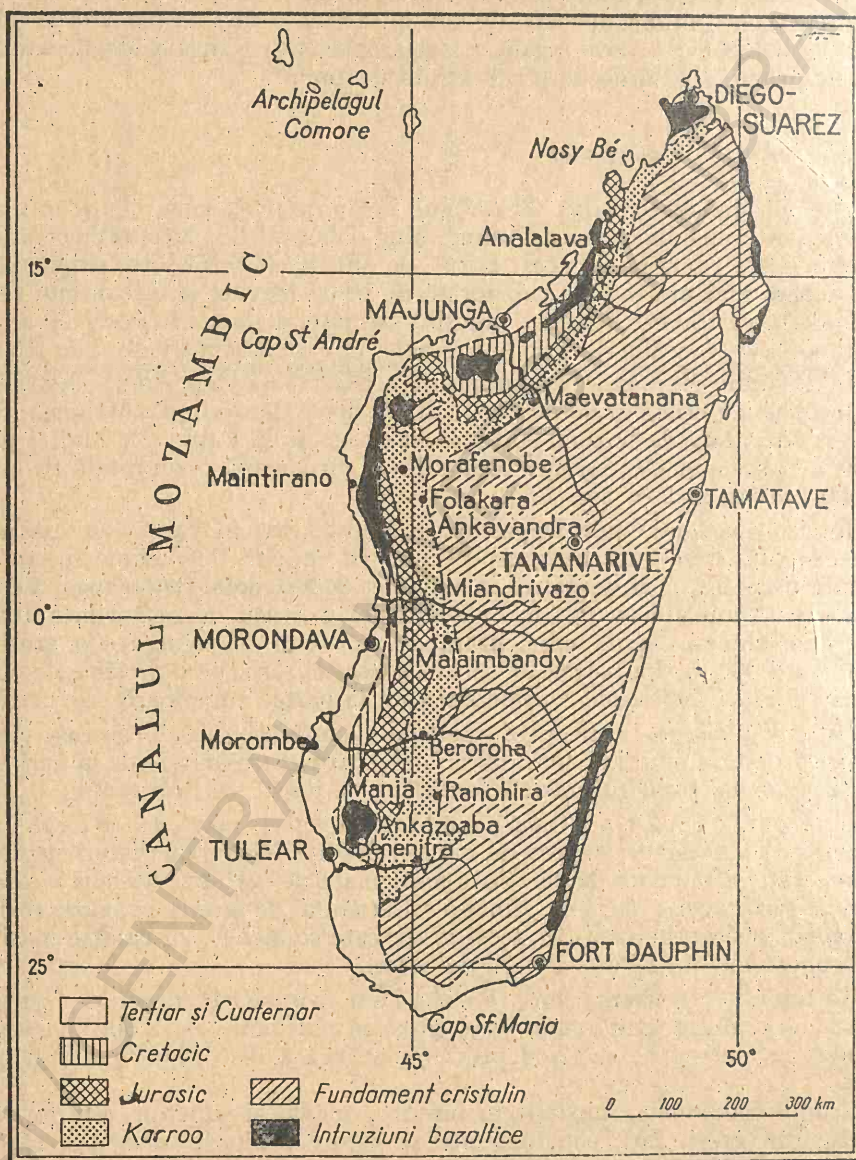


Fig. 197. Schița geologică a Madagascarului.

Grupul Isalo (Triasic superior-Liasic superior? Bajocian). Discordant peste grupul Sakamena urmează grupul Isalo, care formează o bandă între soclul cristalin și calcarele jurasice. Grosimea acestui grup variază între 800 și 4 000 m și este împărțit în Isalo I și Isalo II.

Isalo I este format din gresii grosiere, conglomeratice, în care sînt intercalații de argile și conglomerate ce corespund unor cursuri torențiale de dimensiuni considerabile.

Isalo II este subîmpărțit în două: Isalo II-a și Isalo II b.

Isalo II a este format dintr-o alternanță de gresii albicioase, slab cimentate, în alternanță cu argile bariolate, care predomină. În partea de sud a depresiunii, în această subdiviziune sînt intercalații de calcare fine.

Isalo II b, predominant grezos, are și unele intercalații de argile bariolate: în partea de sud a depresiunii sînt prezente depozite conglomeratice, care corespund unui con torențial enorm și sînt comparabile celor întîlnite în Isalo I.

Dacă vîrsta geologică a grupului Isalo poate fi stabilită pentru partea inferioară, acest lucru este mai greu pentru partea superioară.

În acest grup, indicațiile de petrol sînt foarte abundente în special în partea de nord a depresiunii și mai puține spre sud. Ele sînt întîlnite la partea superioară a grupului Isalo (gresiile asfaltoase în regiunea Bemolanga) și în partea inferioară a lui Isalo II a (indicațiile de la Folakara, Maroboaly etc.).

În *seriile post Karroo* (Liasic superior-Bajocian pînă la Terțiar) au fost identificate Jurasicul, Cretacicul, Terțiarul și Cuaternarul.

Jurasicul (post-Liasic superior sau post-Bajocian) este format, în general, din marne, calcare dolomitice, gresii calcaroase și argile. În partea de nord a depresiunii, Jurasicul se caracterizează prin predominarea marnelor și calcarelor și are o grosime de circa 800 m. În partea centrală a depresiunii, Jurasicul este predominant calcaros și grosimea lui nu trece de 700 m, pentru ca în partea de sud să predomine, pe o grosime de circa 900 m, gresiile și argilele.

Cretacicul, reprezentat prin toate etajele, are o grosime de 250—600 m. Trecerea de la Jurasic se face continuu printr-o serie marnoasă constantă ca grosime și conținînd belemniti. Frecvent este întîlnit sub faciesul gresiilor roșii feruginoase. În Cretacicul superior, la diferite nivele, se întîlnesc intruziuni bazaltice.

Terțiarul. Asupra Terțiarului, din cauza lipsei de aflorimente, datele sînt foarte sumare. Eocenul aflorează sporadic în partea de nord a depresiunii și unde este mai bine reprezentat el are o grosime de circa 800 m, fiind format din calcare dolomitice, gresii și marne.

Miocenul, întîlnit în regiunea Capului Sf. Andrei, pe o grosime de cîțiva zeci de metri, este format din calcare și marne fosilifere.

Pliocenul, sărac în fosile, este format din nisipuri fine, roșii sau cenușii, cu intercalații de nisipuri grosiere cu stratificații încrucișate, iar Cuaternarul este reprezentat prin aluviunile rîurilor.

Din punct de vedere structural, Bazinul Madagascar se prezintă, în general, ca un mare monoclin. În partea de sud a bazinului, în Depresiunea Morondava, care e mai bine studiată, înclinările stratelor descresc de la 30—15° cât sînt în Paleozoic și în Triasicul inferior, la 5° în Mezozoicul superior și în Terțiar.

Monoclinul este afectat de numeroase accidente, datorită tectonicii casante a soclului cristalin, care a provocat, în seriile inferioare Sakea și Sakamena, formarea de horsturi și grabene în mai multe zone (puse în evidență prin prospecțiunile geofizice), spre deosebire de seriile Isalo, a căror structură este relativ simplă.

În Jurasic și Cretacic sînt o serie de falii și cute de mari dimensiuni, legate de intruziunile bazaltice. Aceste intruziuni au condus la complicații tectonice apreciabile. De exemplu, în axa cunei Anjobe este un important filon de bazalt, iar pe anticlinalul Anklimanarivo forajele au intrat într-o astfel de intruziune la 330 m adîncime. La nord de Maintireno, două foraje, executate în anii 1931 și 1932, au dovedit existența, la mică adîncime, a unui mare lacolit. De asemenea, la vest de Malaimbandy, între Jurasicul mediu și gresiile Cretacicului, este un important masiv de gabbro.

Forajele executate în Bazinul Madagascar, în special în Depresiunea Morondava, au arătat prezența hidrocarburilor în cantități apreciabile în partea inferioară a grupului Sakamena, în care sînt numeroase intercalații de roci magazin, protejate de cuvertura formată de stratele din partea mijlocie și superioară a grupului Sakamena. Sursa acestor hidrocarburi se consideră a fi în grupul Sakoa și Sakamena inferior, iar acumulările de hidrocarburi ar putea fi legate de cunele anticlinale, de faliiile sau de deformările provocate de intruziuni, care au avut un rol important în modificarea alurei monoclinale a bazinului.

Indicații de petrol, probabil migrat din Sakamena, au fost întîlnite și în Jurasicul mediu, într-un foraj de mare adîncime situat aproape de confluența văii Sikily cu valea Mangoky.

Prospecțiunile și forajele executate în vederea descoperirii zăcămintelor de hidrocarburi din Bazinul Madagascar au început cu mult timp în urmă.

În perioada anilor 1909—1919 au fost forate puțuri la Folakara și în regiunea Maroboaly, sud de Folakara, fără să se obțină rezultate încurajatoare.

După forajele executate în anul 1934 pe anticlinalul Ankilimanarivo, care au intrat în intruziuni bazaltice la adîncimea de 330 m, s-a reluat activitatea în anul 1936 în regiunea Folakara, cînd a început forajul pe anticlinalul Tsimiroro. Sonda 1 de pe anticlinalul Tsimiroro, care a întîlnit cîteva strate bine impregnate cu petrol, a intrat în bazalte la o adîncime de 800 m. A doua sondă forată pe acest anticlinal a atins adîncimea finală de numai 470 m și a dat inițial o producție de 400 l petrol/zi.

Indicații numeroase de petrol s-au întîlnit în forajele de pe structurile Marokomany și Ambohidranomora, care au atins adîncimea finală de 1 280 m în depozitele grupului Isalo, spre deosebire de forajele executate pe structurile Ankazoaba, Lambosina și Mandevy, tot din Depresiunea Morondava, în

care pînă la adîncimea de 2 650 m nu s-au întîlnit nici un fel de indicații de hidrocarburi.

În perioada 1957—1962 activitatea de foraj a continuat în special în regiunea cuprinsă între Tulear-Benenita în sud și Maintirano-Morafenobe, în nord. Pe structura Bemolanga-Folakara, situată la est de Morafenobe, în care apar, pe mari grosimi, gresii bituminoase, s-au întîlnit în forajele executate indicații de petrol în seriile Isalo și Sakamena. Indicații de petrol au mai fost întîlnite în seriile Isalo și în sondele de pe structura Vohidolo, situată la vest de Ranohira, cit și în sondele forate în nord, în regiunea Capului Sf. Andrei.

Indicații de gaze au fost întîlnite în sondele de pe structurile Manja și Manera, situate la nord și respectiv sud de riul Mengoky și vest de Beroroha. În perioada 1955—1960 s-au forat 22 sonde de explorare, dar nu s-a descoperit nici un zăcămint de hidrocarburi.

Din interpretarea datelor obținute de la sondele din Depresiunea Morondava, reiese că în partea de sud a acestei depresiuni tectonica este foarte complicată de abundența faliilor, spre deosebire de partea de nord a acestei depresiuni unde tectonica este mai puțin complicată și formațiunile geologice sînt bine dezvoltate. În afară de lucrările de prospecțiuni și de forajele din Depresiunea Morondava, în care indicațiile de hidrocarburi în unele sonde au condus la continuarea prospecțiunilor și a forajelor, în ultimii ani a început să se desfășoare o activitate de prospecțiuni și în Depresiunea Majunga din nordul Bazinului Madagascar.

Volumul lucrărilor de prospecțiuni în Bazinul Madagascar este apreciabil. Prospecțiunile geologice și cele geofizice cu metoda gravimetrică ocupă, în raport cu celelalte metode de prospecțiuni, un volum mai mare.

73. Bazinele interne de nord și de sud ale Africii (fig. 32)

Pînă în prezent, bazinele interne ale Africii au fost studiate puțin și capacitatea lor gazo-petroliferă nu se cunoaște încă. Din grupul bazinelor de nord, care reprezintă niște depresiuni platformice, încadrate în general de proeminente ale fundamentului, ce au înălțimi de circa 400 m și sînt umplute, în special, de depozite paleozoice și posibil mezozoice, fac parte bazinele (v. fig. 32): El Djouf (124), Dollolbos (125), Lacul Ciad (126), Bazinul Fluviului Volta (127), Bazinul cursului superior al Nilului (128).

Bazinele Karroo (136), Kalahari (134), al fluviului Congo (131), al Văilor recife ale Africii de est (132) fac parte din grupul bazinelor interne de sud. Aceste bazine sînt umplute cu formațiuni sedimentare, din care cele mai vechi aparțin Paleozoicului superior și în care predomină formațiunile continentale.

VIII. Bazinele petrolifere-gazeifere din America de Nord

Scurt istoric al exploatării zăcămintelor. Tipuri de bazine. Începutul unei exploatări industriale în S.U.A. este considerat în anul 1859, cînd în Pennsylvania se obținea o producție de petrol de 20—21 t/zi dintr-o sondă adîncă de 21 m, după care a avut loc o intensă activitate de foraj și de exploatare. Înainte de ocuparea Americii de Nord de către europeni, exploatarea se făcea de către indieni, prin puțuri.

La început aveau o importanță primordială regiunile din bazinele nord-estice ale țării — Appalachian și Michigan. În perioada 1901—1905, în urma descoperirii structurilor din regiunea Lima-Indiană și din alte regiuni, au fost puse în exploatare noi mari suprafețe petrolifere în nord-estul țării. În anul 1901 au fost descoperite mari structuri în Mid-Continent, în Bazinul San Joaquin și în statele Texas și Louisiana din Bazinul Golfului Mexic, unde pentru prima dată au fost puse în evidență structuri legate de domuri de sare. În anul 1904 a început exploatarea pe marea zonă anticlinală La Salle din Bazinul Illinois, dar o însemnătate remarcabilă au avut descoperirile din noile regiuni centrale, de vest și de sud ale S.U.A.

În intervalul 1910—1913, în Bazinul Golfului Mexic, pe lângă structurile legate de domurile de sare, au fost puse în exploatare, cu debite mari, o serie de noi structuri. Tot în același interval au fost descoperite în Mexic, în așa numita „Centura de aur”, o serie de structuri cu debite mari, iar în Bazinul Vest Canadian în anul 1914 a fost descoperită structura Turner Valley.

Perioada 1921—1928 se caracterizează printr-un avînt al exploatării din California, în special din Bazinul Los Angeles, după care s-a dezvoltat vertiginos exploatarea în Bazinul Permian, unde au fost puse în exploatare structuri cu mari debite din colectorii carbonați ai Paleozoicului superior.

În 1930 a luat un mare avînt exploatarea în S.U.A., în Bazinul Golfului Mexic, unde s-a descoperit structura East Texas, după care au fost descoperite de-a lungul litoralului Golfului Mexic o serie de structuri cu debite foarte mari, legate de ridicări îngropate.

Ca urmare a prospecțiunilor geofizice, în anul 1947 au fost descoperite în regiunea Alberta din Canada o serie de masive de calcare recifale îngropate, de care sînt legate mai multe structuri mari, printre care se menționează Leduc și Redwater, iar în 1953 a fost descoperită structura Pembina și alte structuri în regiunile de sud-vest ale regiunii Alberta, în Columbia britanică etc. În același timp, producția Canadei a depășit producția Mexicului.

În Bazinul Williston, au fost descoperite, în perioada 1951—1953, o serie de mari structuri legate de două zone de acumulări de petrol și gaze și ca urmare producția acestui bazin a depășit cu mult producția unor bazine vechi ca Appalachian și Michigan. De asemenea, a crescut foarte mult producția în bazinele munților Stîncoși, dar cea mai mare producție o dă Bazinul Golfului Mexic, unde ia o mare extindere exploatarea unor structuri situate de-a lungul litoralului nord-vestic al golfului.

În America de Nord, bazinele petro-gazeifere și posibil petro-gazeifere (v. fig. 32) se încadrează în următoarele tipuri:

1. Bazine de platformă: Michigan (149), Illinois (150), Vest intern (148), Permian (153), Golful Mexic (154), Litoral atlantic (155).
2. Bazine premontane: Appalachian (151), Vest Canadian (141), Williston (147), Alaska de nord (138), Alaska de sud (140).
3. Bazine intramontane: Est Canadian (152), Alaska Centrală (parțial) (139), Freiser (142), Litoral Pacific (143), Californiene (fără San Ioanuin) (146), Munții Stîncoși (145), Pasco (144).

Clasificarea bazinelor mai bine studiate, după structura și încadrarea lor, este dată în tabelul 112, unde se menționează și depozitele care umplu bazinele ca și depozitele de care este legată capacitatea petro-gazeiferă a bazinului respectiv.

Avînd în vedere că unele bazine din America de Nord se întind pe teritoriul mai multor state, ele vor fi prezentate, în majoritate, nu în cadrul grupului de bazine din care fac parte, așa cum sînt prezentate înainte de a se face descrierea lor, ci după poziția lor geografică, ceea ce permite urmărirea mai ușoară a lor pe întreg teritoriul unui stat, element de care trebuie ținut seama.

Pentru S.U.A., în scopul cunoașterii vîrstei formațiunilor geologice productive de petrol sau de gaze, pentru fiecare stat pe teritoriul cărora sînt bazine petro-gazeifere, în tabelul 113 se prezintă corelarea acestor formațiuni cu scara stratigrafică internațională. În tabela 113 se menționează de asemenea și răspîndirea structurilor petrolifere și gazeifere din S.U.A. în limitele fiecărui stat, formațiunile productive fiind indicate prin puncte negre.

74. Bazinul Alaska de nord.

Acest bazin (fig. 32-138) se situează în partea de nord a Peninsulei Alaska, a cărei margine nordică este ocupată de partea marginală a platformei Arctice. Fundamentul platformei este alcătuit din depozite paleozoice puternic metamorfizate. Cuvertura sedimentară, formată din depozite mezozoice, se scufundă foarte ușor de la nord spre sud, direcție în care are loc și o îngroșare a tuturor formațiunilor.

La baza cuverturii este întîlnit Triasicul superior, gros de circa 80 m, în care predomină argilele, deasupra cărora stau gresile și argilele Jurasicului inferior, ce au o grosime de circa 220 m. Discordant urmează Jurasicul superior, gros de 100 m și reprezentat prin argile. Cretacicul are o grosime de 2 250 m.

Bazinele petrolifere-gazeifere

Grupa de bazine	Subgrupa	Structura bazinelor	Încadrarea bazinelor	Exemple de bazine
De plat-formă	Cu fundament precambrian.	Relativ simplă.	În mare parte îngropate.	Michigan (149)
				Illinois (150)
	Cu fundament paleozoic și de vîrstă diferită.	Relativ complexă.	În mare parte îngropate sau subacvatic.	Vest intern (148)
				Permian (144)
Premon-tane	Legate de depresiunile premontane ale edificiilor paleozoice.	Relativ complexă.	În mare parte îngropate sau subacvatic.	Golful Mexic (154)
	Legate de depresiunile premon-tane ale edificiilor post-paleozoice.	Relativ simplă.	Mai mult îngropate.	Appalachian (151)
		Relativ complexă.	În mare parte îngropate.	Vest Canadian (141)
			În mare parte subacvatic.	Williston (147)
Intramontane	Ale edificiilor montane paleozoice.	Relativ simplă.	Parțial subacvatic.	Alaska de Nord (138)
	Ale edificiilor cuate post-paleozoice ale geosinclinalelor actuale.	Relativ simplă.	Parțial subacvatic.	Est Canadian (152)
				Alaska Centrală (Parțial) (139)
				Freiser (142)
				Litoral Pacific (143)
				Californiene (fără San Ioachim) (146)
		Relativ complexă.	De suprafață.	Alaska de sud (140)
				Munții Stincoși (145)

Tabelul 112

din America de Nord (C. Beca)

Depozite care umplu bazinul			Depozite de importanță subordonată (după grosime)			Depozite de care este legată capacitatea gazo-petroliferă		
Paleozoic	Mezozoic	Neozoic	Paleozoic	Mezozoic	Neozoic	Paleozoic	Mezozoic	Neozoic
+						+		
+						+		
+				+	+	+		
+						+		
+	+	+				+	+	+
+						+		
+	+					+	+	
+	+				+	+	+	
	+						+	
+						+		
		+	+					
+		+						+
+		+						
	+		+	+				+
		+						+
+	+	+				+	+	+

În bază, pe o grosime de 600 m, este constituit din calcare, argile și gresii, iar la partea superioară se încheie cu un orizont de argile gros de 450 m.

În partea de sud, Bazinul Alaska de nord este delimitat de creasta muntoasă Brooks, în fața căreia este Depresiunea Colwill, umplută cu depozite mezozoice, dintre care cele ale Cretacicului au o mare dezvoltare. Peste fundamentul paleozoic al acestei depresiuni, stă Triasicul, a cărui grosime variază între 150 și 600 m și este format din șisturi argiloase, adeseori silicioase și din calcare. Deasupra acestuia urmează argilele și gresiile Jurassicului, gros de 200—500 m. Cretacicul inferior, format din argile și calcare, are grosimi ce variază de la 150 m (în nord) până la 2 500 m (în sud). Discordant urmează Cretacicul superior, format din argile și gresii, și care, de asemenea, prezintă variații de grosimi de la 500 m în partea de nord a depresiunii la 2 500 m în partea de sud a depresiunii.

În Bazinul Alaska de nord, în urma prospecțiunilor executate în perioada 1944—1953, au fost puse în evidență, în Depresiunea Coleville; o serie de cute anticlinale îngropate, iar la nord de acestea, o serie de ridicări platfor-

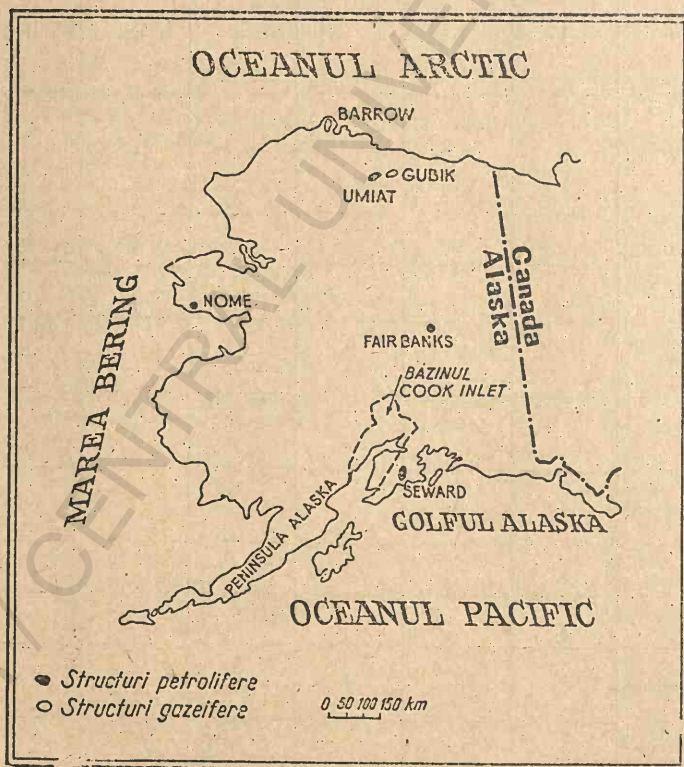


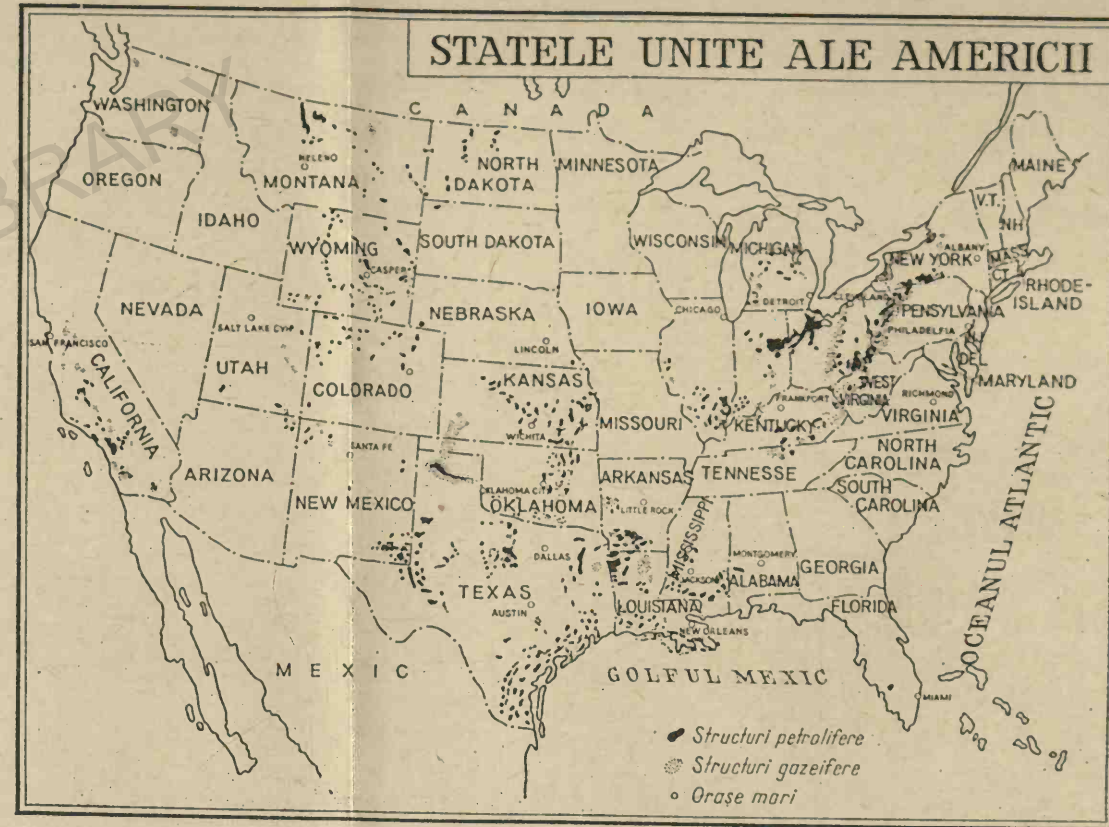
Fig. 198. Structurile petrolifere și gazeifere din Bazinul Alaska de nord.

CORELAREA FORMATIUNILOR GEOLOGICE DIN STATELE UNITE ALE AMERICII

GRUPA	SUPRAFETELE			COASTA DE VEST		COASTA GOLFULUI					MUNTII STINCOȘI					MID CONTINENT					STATELE DIN EST					
	SISTEM	SERIE	ETAJ	CALIFORNIA	MISSISSIPPI ALABAMA	FLORIDA S. GEORGIA	NORD LOUISIANA SUD ARKANSAS	TEXAS-LOUISIANA COSTA GOLFULUI	SUD-VEST TEXAS	EST TEXAS	NEW MEXICO	COLORADO	WYOMING	MONTANA	DAKOTA NORD DAKOTA SUD	UTAH	VEST TEXAS	NORD TEXAS	NORD-VEST ANADARKO	OKLAHOMA	KANSAS	NEBRASKA	BAZINUL ILLINOIS	MICHIGAN	OHIO	APPALACHIAN
CENOZOIC	QUATERNAR		Houston	Tulare (Pleistocen) Kern River (Pliocen) Upper Pliocen San Joaquin Pico Santa Barb Lower Pliocene Fitchburg Sisquoc Jocalitos Repetto	Citronele			Pleistocen																		
		PLIOCEN	Citronele	Upper Miocen Chancic Santa Margarita Fruitvale Puente Reef Ridge Macels McClure McDonald Middle Temblor Round Mtn Gould Lower Yagueros Jewett Vedder Santos Olcese Media Phacoides		Hawthorne Tampa		Goliad	Goliad		Ogalalla						Ogalalla									
	TERȚIAR	MIOCEN	Fleming	Upper Miocen Chancic Santa Margarita Fruitvale Puente Reef Ridge Macels McClure McDonald Middle Temblor Round Mtn Gould Lower Yagueros Jewett Vedder Santos Olcese Media Phacoides				Oakville	Oakville																	
				Turney Leda Laspe Oceanic Sespe		Suwannee		Anahuac	Anahuac				White River		Witte River											
		OLIGO-CEN																								
		EOCEN	Jackson	Point of Rocks Domingine Capay Gatchell Meganas Tejan Famosa Caldwater Avenal Llajas	Yazoo Ocala Moodys Branch	Ocala	Jackson	Jackson	Jackson	Raton	Green River Wasatch Fort Union	Green River Wasatch Fort Union			Uinta Green River Wasatch											
			Claiborne		S Cook Mountain I Sparta Cane River	Avon Park Tallahassee Lak City	Claiborne	S Cockfield I Cook Mountain Sparta Cane River	S Pettus I Mount Selman Queen City Carrizo	S Claiborne																
			Wilcox		Wilcox	Oldsmar	Wilcox	Wilcox	Wilcox	Wilcox																
			Midway		Midway	Cedar Keys	Midway	Midway	Midway	Midway																
MEZOZOIC	CRETACIC SUPERIOR	GULF	Montana	Moreno	Ripley	Navaro	Nacatoch Annona Ozan		Nacatoch	Lance Fox Hills Pierre Mesaverde Sds Mancos Galup	Lance Fox Hills Lewis Mesaverde Sds Mancos Steele	Lance Fox Hills Lewis Mesaverde Sds Mancos Steele	Hell Creek Fox Hills Lewis-Bearpaw Pierre Eagle	Hell Creek Fox Hills Lewis-Bearpaw Pierre Eagle	Mesaverde Mancos											
			Colorado		Eutow	Austin	Takio Austin		Austin	Austin Blossom Eagle Ford Sub Clarksville	Niobrara Greenhorn Graneros Frontier Huddy	Niobrara Greenhorn Graneros Frontier Huddy	Niobrara Carlile Mowry Graneros Frontier Muddy	Niobrara Carlile Muddy Graneros	Frontier											
	CRETACIC INFERIOR	COMANCHEAN	Dakota		Tuscaloosa	Atkinson	Tuscaloosa Woodbine		Eagle Ford	Woodbine	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota										
			Washita		Washita-Fredericksburg	Washita	Wonita		Buda Del Rio Georgetown	Buda Georgetown	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota										
			Fredericksburg	Chica Shasta	Dantzler Cuevas	Fredericksburg	Fredericksburg		Edwards Comanche Peak Walnut	Klamichi Goodland Fredericksburg	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota										
			Trinity		Paluxy		Paluxy		Glen Rose	Glen Rose Sands	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota										
					Mooringport Ferry Lake Rodessa Sligo Houston	Trinity (Sunniland)	Mooringport Ferry Lake Rodessa James Pettus		Glen Rose	Glen Rose Sands	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota	Dakota											

STATELE UNITE ALE AMERICII

Structuri petrolifere
Structuri gazeifere
Orașe mari



[illegible]

mice. Prin foraje au fost descoperite 2 structuri gazeifere (Barrow și Gubik) și 3 structuri petrolifere (structura Umiat — cea mai mare structură descoperită în Depresiunea Colewill și structurile Senipson și Fish Creek). Atât structurile gazeifere cât și cele petrolifere au ca obiect de exploatare Cretacicul. Structurile Umiat și Gubik din Depresiunea Colewill sînt legate de cute anticlinale îngropate, iar structurile Barrow, Senipson și Fish Creek, ale căror zăcămintele sînt stratiforme ecranate stratigrafic, sînt legate de ridicări platformice.

75. Bazinele din Alaska de sud (fig. 32-140)

Sub acest nume se cunosc bazinele de mică importanță, pînă în prezent, Saint Elias și al Golfului Cook Inlet, situate de-a lungul litoralului de sud al Peninsulei Alaska și încadrate parțial de edificii cutate, formate din depozite mezozoice. În aceste bazine, în depozitele Terțiarului s-au separat trei mari complexe sedimentare:

1. Complexul Pliocen-Miocen superior, format din gresii și argile cu intercalații de conglomerate, avînd o grosime totală de peste 3 000 m (în unele zone ajunge pînă la 4 500 m).

2. Complexul Miocen mediu-Oligocen mediu, gros de circa 2 000 m și format din gresii și argile cu intercalații de tufuri și conglomerate. În Bazinul Golfului Cook Inlet, grosimea acestui complex ajunge în unele zone pînă la peste 2 000 m.

3. Complexul Oligocen inferior-Eocen, gros de circa 3 000 m și format din argile și nisipuri.

În general, aceste complexe sînt mai bine dezvoltate în bazinul Golfului Cook Inlet, unde o sondă forată pînă la adîncimea de 4 586 m n-a traversat tot Eocenul.

Bazinul Saint-Elias. În regiunea Katalla din acest bazin, a cărei încadrare muntoasă de sud se situează sub apele Golfului Alaska, a fost descoperită în anul 1902 o structură petroliferă de mică importanță. Prin sonde de mică adîncime s-a exploatat petrol din gresiile și argilele fracturate ale formațiunii Katalla (Oligocen mediu-Miocen mediu), întîlnite în intervalul de 110—530 m. Această structură a fost exploatată timp de 30 de ani, ea fiind considerată ca epuizată în anul 1932.

Bazinul Golfului Cook Inlet (fig. 199). În anul 1957, în acest bazin a fost descoperită structura Swanson, din care, prin sonde adînci de peste 2 300 m, se exploatează un zăcămint de gaze cantonat în gresiile Eocenului superior, iar prin sonde de circa 3 400 m adîncime s-a descoperit un zăcămint de petrol în gresiile Eocenului inferior, din care pînă în anul 1960 se obținea o producție de circa 700 t/zi. Ambele zăcămintele sînt stratiforme boltite.

În anul 1959 s-a descoperit structura Kenai, lungă de circa 3,5 km și lată de 2,5 km, prin sondă adînci de 1 200—1 400 m. În această structură s-a

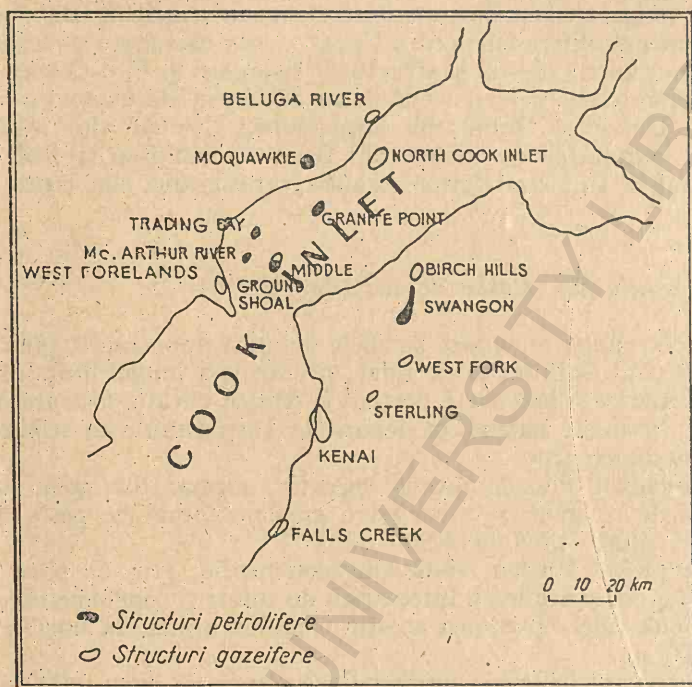


Fig. 199. Structurile petrolifere și gazeifere din Bazinul Cook Inlet.

descoperit un zăcămint de gaze al cărui colector are o grosime ce variază între 10 și 22 m.

În urma descoperirii, în 1965, a noi structuri petrolifere și gazeifere se poate considera în prezent că în Bazinul Golfului Cook Inlet sînt trei zone de acumulări de petrol și gaze, care au ca obiecte de exploatare formațiunile geologice din baza Terțiarului.

Prima zonă de acumulare, situată de-a lungul țărmului de vest al Golfului Cook Inlet, cuprinde, de la nord la sud, structurile: Beluga River (gaze), Moquawkie (gaze), Trading (petrol), Mc. Arthur River (petrol) și West Foreland (gaze).

A doua zonă de acumulare, situată în zona golfului, cuprinde, de la nord la sud, structurile: North Cook Inlet (gaze), Granite Point (petrol) și Middle Ground Shoal (petrol și gaze).

În a treia zonă de acumulare, situată în partea de est a bazinului, la nord și sud de structurile Swanson și Kenai, au fost descoperite structurile gazeifere Birch Hills, West Fork și Falls Creek, dispuse în culise, tot pe direcția nord-sud, ca și primele două zone.

76. Bazinul Canadian de vest

În Bazinul Canadian de vest (fig. 32-141) se cunosc mai multe structuri petrolifere și gazeifere, în general de întinderi nu prea mari. În ultimii ani s-au descoperit numeroase alte structuri. Acest bazin este delimitat în nord de lanțul Munților Franklin și Mackenzie, în sud și sud est de bolta Sweetgrass și de prelungirea ei nord estică, în est de versantul vestic al Scutului Canadian, iar în vest de edificiul Munților Stîncoși din partea de vest a Canadei. Profilele seriilor sedimentare care umplu acest bazin prezintă variații de facies. În general, Paleozoicul mediu și superior este format din calcare și dolomite cu intercalații de argile, iar celelalte serii sedimentare sînt formate, în cea mai mare parte, din gresii și argile. Cele mai mari grosimi le au depozitele Carboniferului, Jurasicului și Cretacicului din partea de sud a marginii premontane a bazinului, unde însumează circa 4 000 m. În această parte a bazinului, Carboniferul, format din calcare organogene, are o grosime de peste 3 000 m, iar Cretacicul, în general argilo-grezos, însumează o grosime de circa 1 400 m, din care 1 100 m revin Cretacicului superior. Jurasicul, de asemenea, argilo-grezos are o grosime de numai 40 m.

Profilul stratigrafic sumar al seriilor sedimentare din marginea de platformă a bazinului este dat în tabelul 114. Ca roci mame de petrol se consideră argilele bituminoase din formațiunile Exshaw (Mississippian) și Ireton (Devonian).

Principalele zăcămintele de petrol și gaze din acest bazin sînt cantonate în calcare dolomitizate, în gresii, calcare și dolomite.

Grosimea obiectelor de exploatare, în cazul gresiilor, variază între 2 și 15 m, pe structura Athabaska ajungînd la 50 m. În calcare și dolomite, grosimea obiectelor de exploatare este cuprinsă între 4 m și peste 150 m, ca în cazul structurii Golden Spike, unde au o grosime de 156 m.

Ca principală formațiune productivă de gaze se menționează formațiunea Viking (Cretacicul inferior-Alberta), iar ca principale formațiuni productive de petrol — formațiunile Cardium (Cretacicul superior-Alberta), Rundle (Mississippian-Alberta) și Leduc (Devonian superior-Alberta).

În Bazinul Canadian de vest se pot distinge următoarele zone de acumulare de petrol și gaze:

- 1) zona cutelor anticlinale frontale ale munților Stîncoși din partea de sud-vest a Albertei, de pe marginea cutată a bazinului. În această zonă, formată dintr-o serie de cute încălecate, se află cîteva din marile structuri ale bazinului;
- 2) zonele legate de proeminențe recifale îngropate (regiunea Calgary);
- 3) Zonele legate de efilarea de pe marginea estică a bazinului a unor orizonturi ale Cretacicului și de ecranarea de-a lungul suprafeței de discordanță a calcarelor mississippiene;

4) zonele de acumulare din partea de vest a marginii de platformă, legate de proeminența îngropată a fundamentului precambrian Peace River, unde sînt acumulări cantonate în gresiile formațiunii Granite Wash din Cambrian.

O serie de structuri gazeifere au mai fost descoperite în Columbia Britanică, iar în partea centrală și de nord a Albertei au fost descoperite structuri petro-gazeifere, care au ca obiect de exploatare Pennsylvanianul.

Tabelul 114

Profilul stratigrafic sumar al părții de nord a marginii de platformă a Bazinului Canadian de Vest (partea de nord-vest a Albertei și partea de nord-est a Columbiei Britanice)

Sistemul	Seria	Grupul	Formațiunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m	Observații
Terțiar			Paskopoo	Gresii, argile.		Grosimile indicate privesc partea de vest a regiunii. În est, în spre ridicarea Peace-River depozitele Mississippianului, Pennsylvanianului, Permianului, Cretacicului și Jurasicului se efilează total.
				Gresii, conglomerate, argile.	450—550	
				Conglomerate, gresii argile.	145—170	
Cretacic	Superior	Vapiti				
		Smoki River	Cardium	Gresii, conglomerate, cu intercalații de argile.	40	
			Kaskapau	Conglomerate, gresii, argile.	240—300	
	Inferior	Fort St John	Dunvegan	Gresii.	75	
			Shaftesbury	Argile.	135—170	
			Peace-River Orizonturile Cadotte și Harmon	Gresii. Argile.	25	
			Spirit River	Gresii.	270—330	
			Blueski	Gresii.	55	
			Gething Cadomin	Gresii și argile.	30—40	
Jurasic			Nicanassin, Ferne	Gresii și argile. Argile.	50—700 90	

Tabelul 114 (continuare)

Sistemul	Seria	Grupul	Formațiunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m	Observații
Discordanță						
Triasic			Schooler-Creek Spray-River	Gresii. Argile.	100—450	
Discordanță						
Permian și Penn- sylvanian				Gresii, calcare argile.	30—140	
Discordanță						
Mississip- pian			Rundle	Calcare, argile, dolomite.	400—450	
			Banff	Calcare, argile.	200—250	
			Exshaw	Argile bituminoase.	5—10	
Devonian	Superior	Waba- mun		Calcare, dolomite	240	
		Winter- burn		Dolomite, argile.	75	
		Wood- bend	Ireton Leduc	Argile bituminoase, calcare; recifale.	115—360	
	Mediu			Calcare, gresii, ar- gile.	90	
			Granite Wash	Cuarțite, gresii glauconitice, argile.	Pină la 90	

Majoritatea din cele mai importante structuri ale bazinului sînt legate de masive de recifi de vîrstă Devonian superior, care se grupează în mai multe zone și formează un cerc întrerupt în jurul ridicării îngropate a fundamentului Peace River, care în Devonianul superior a fost o insulă. Aici sînt structurile Windfall și Sturgeon Lake. De la Edmonton spre nord se află zona de recifi în care se găsesc structurile Acheson, Leduc, Wizard Lake, Bonnie-Glen, Westerose și altele. În extinderea nord-estică a acestei zone este structura Redwater, legată de un mare recif. Un alt lanț de recifi se întinde la nord-est de Edmonton (structurile Stettler, Fenn-Big Valley și Drumheller), iar nu de mult, în partea de nord-est a Albertei, pe suprafața White Cort, s-au făcut explorări pe cîteva masive de recifi de vîrstă Devonian mediu. De regulă, recifi care formează aceste zone au în plan o formă alungită, spre deosebire de marele recif izolat Redwater, care are o formă rotundă. Recifi sînt formați din calcare organogene dolomitizate, acoperite de argile.

În toate structurile menționate sînt zăcăminte masive în proeminențe biogene. Pe structurile Stettler, Fenn-Big Valley, Leduc sînt zăcăminte și în calcarele formațiunii Nisku, situate deasupra calcarelor recifale ale formațiunii Leduc și de care sînt separate prin argilele formațiunii Ireton.

În Alberta centrală, pe marginea platformică a bazinului, unde orizonturile nisipoase cretacice se efilează în sus pe înclinarea stratelor, sînt numeroase structuri homoclinale. La sud-vest de Edmonton, în zona de înlocuire a gresiilor Cretacicului superior prin argile, a fost descoperită (în afară de unele structuri mici, care au în general o tectonică simplă și conțin zăcăminte stratiforme ecranate litologice) una din cele mai mari structuri ale Canadei, Pembina, în care au fost explorate și unele zăcăminte delimitate litologic, nu prea mari.

O serie de structuri asemănătoare, legate de zonele de efilare pe homoclinulul Albertei centrale, conțin zăcăminte de petrol și gaze ecranate și delimitate litologic în gresiile formațiunii cretacice Viking și în alte orizonturi nisipoase cretacice; una din cele mai mari este structura Joarcam.

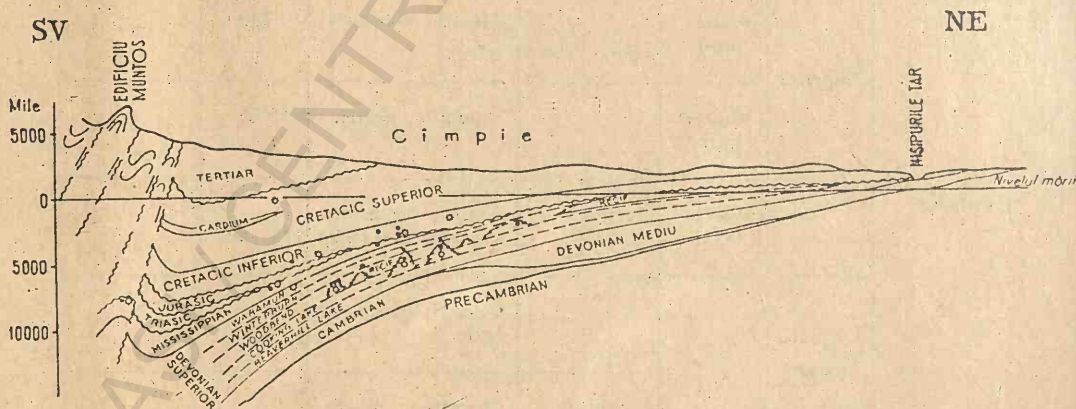


Fig. 200. Secțiune regională prin homoclinulul din Alberta centrală (după J. A. Downing, modificată de Link și Naus — 1950 și Western Lease Holds în 1955).

În partea de nord-est a Albertei centrale, unde apar la suprafață gresiile asfaltoase ale formațiunii Mc. Murray, se află structura Athabaska, o structură „moartă” în felul ei. Gresiile asfaltoase stau pe suprafața erodată a Paleozoicului și se efilează în spre est. Aici a fost un mare zăcămint ecranat litologic, în care orizontul petrolifer avea o grosime de circa 50 m; cu timpul, din cauza eroziunii, orizontul a fost descoperit și petrolul s-a oxidat, transformându-se într-o substanță semi-asfaltoasă.

În ultimii ani, mai la nord de Calgary, pe homoclinulul marginii de platformă, au fost descoperite o serie de structuri pe suprafața de ecranare a calcarelor mississippiene. Acestea, după ce au fost erodate, au fost acoperite de argilele jurasice, ceea ce a condiționat formarea de zăcămint masive în proeminențe de eroziune (structurile Westward Ho, Sundre).

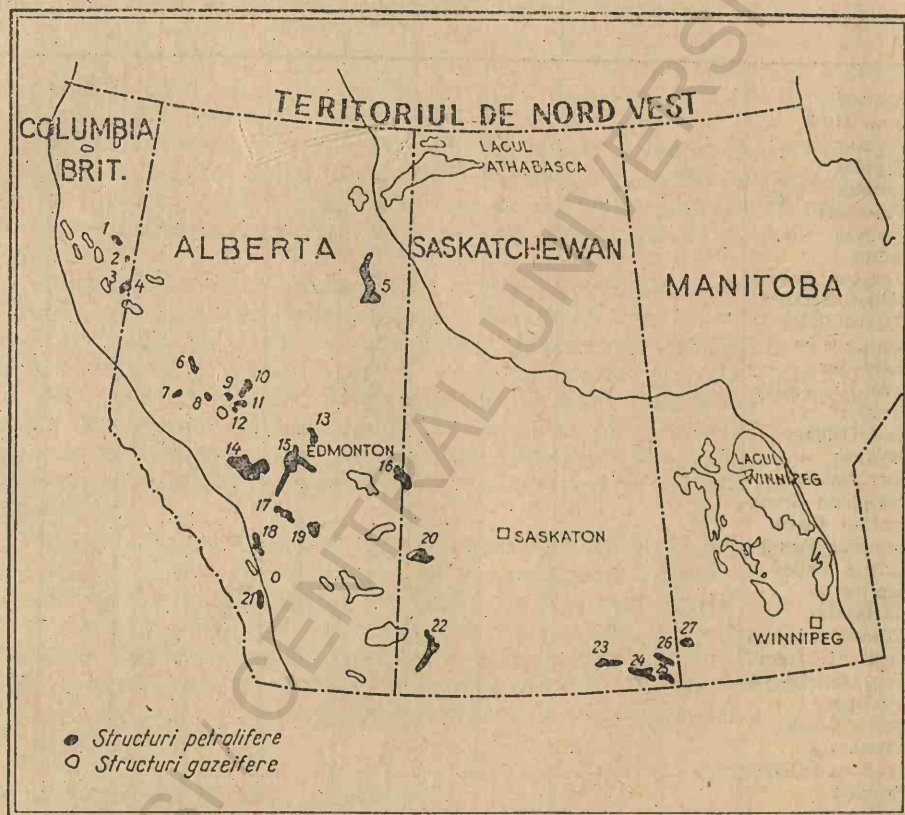


Fig. 201. Structuri petrolifere și gazeifere din Bazinul Canadian de vest;

1 - Milligan Creek; 2 - Buick Creek; 3 - Fort. St. John; 4 - Pouce Coupe; 5 - Red Earth; 6 - Sturgeon Lake; 7 - Simonette; 8 - Kaybob; 9 - Virginia Hills; 10 - Swan Hills; 11 - Judy Creek; 12 - Windfall; 13 - Redwater; 14 - Pembina; 15 - Leduc; 16 - Lloydminster; 17 - Joffre; 18 - Hartmann; 19 - Fenn Big Valley; 20 - Colleville - Smiley; 21 - Turner Valley; 22 - Centaur; 23 - Weyburn; 24 - Steelman; 25 - Carn-duff; 26 - Nottingham; 27 - Virden.

În partea de vest a marginii de platformă scufundată, un element structural important este marea proeminență îngropată a fundamentului precambrian Peace River, situată în provincia Alberta.

Exemple de structuri din Bazinul Canadian de vest, obiectele lor de exploatare și colectorii acestora sînt date în tabelul 115 și în fig. 201.

Tabelul 115

Structurile petrolifere și gazeifere din Bazinul Canadian de vest

Structurile	Obiectele de exploatare	Cambrian	Devonian		Mississipian	Pennsylvanian Permian	Triasic	Cretacic	
			meidu	superior				inferior	superior
	Colectorii:	Gresii	Calcare recifale	Calcare recifale, dolomite	Dolomite, calcare	Calcare, dolomite	Gresii	Gresii	Gresii
Gilwood		p							
Swan Hills			p						
Virginia Ems			p						
Kaybob			p						
Norman Wells				p					
Westerose				p					
Acheson				p					
Leduc				p					
Sturgeon Lake				p					
Golden Spike				p					
Wizard Lake				p					
Bonnie-Glen				p					
Redwater				p					
Fenn-Big-Valley				p					
Stettler				p					
East Calgary					g				
Okotks					g				
Fort Nelson					g				
Savannah Creek					g				
Pincher Creek					g				
Jumping Pound					g				
Turner Valley					p				
Sundre					p				
Harmattan					p				
Baunday-Lake						p			
Fort. St. John							p		
Suprafața Lloyd-minster									p
Buick Creek							p		
Athabasca									p
Pendant d'Oreille									g
Provost									g
Joffre									p
Joarcam									p
Pembina									p
Medicine Hat									g

p = petrol; g = gaze.

77. Bazinul Candian de est

Acest bazin (fig. 32-152), încadrat de ramificațiile edificiului cutat muntos Appalach, se deschide în nord-est în golful Sf. Laurențiu. Peste fundamentul bazinului format din șisturi metamorfice precambriene și devoniene, străpunse de intruziuni de granit, urmează Mississippianul, care a făcut obiectul unor explorări pe prima structură din acest bazin, Stony Creek. Se consideră cu perspective în acest bazin o serie de boltiri legate de domuri de sare.

78. Bazinul Appalachian

Acest bazin (fig. 32-151) ocupă aproape întreaga suprafață a statului Pennsylvania, partea centrală și de sud a statului New York, partea de vest a statului Ohio, West-Virginia, partea de nord a statului Maryland și vestul Virginiei, o mică parte din nordul statului Tennessee, precum și partea de vest a statului Kentucky.

Bazinul Appalachian este încadrat în est de sistemul cutat Appalach, în vest de versantul boltei Cincinnati și de bolta Algonquin, în nord și nord-est de ridicarea Adirondack, iar în sud de un mare plan structural, care-l desparte de Depresiunea Black Warrior — o ramificație a Bazinului Golfului Mexic.

Peste fundamentul precambrian al bazinului urmează depozitele Paleozoicului, care în Cambrian, Silurian și Devonian inferior se caracterizează prin calcare și gresii, iar în restul profilului, pe intervalul stratigrafic Devonian mediu-Permian, este reprezentat prin gresii, nisipuri și argile (tabelul 116).

Ca roci mame de petrol se consideră calcarele bituminoase din Silurian și din Devonianul mediu, argilele bituminoase din Devonianul inferior și argilele bituminoase din Pennsylvanian, cunoscute sub numele de șisturile de Genesee — în Pennsylvania și Virginia de vest și șisturile de Ohio — în statul Ohio.

Principalele zăcămintе de petrol și gaze sînt legate de colectori reprezentați prin gresii și nisipuri, dintre care se menționează gresiile din Cambrian, gresiile din Silurian, gresiile și nisipurile din Devonian (gresiile de Oriskany, gresiile și nisipurile de Bradford, gresiile și nisipurile de Venango), gresiile și nisipurile din Mississippian (nisipurile de Berea), gresiile din Pennsylvanian. Buni colectori sînt și calcarele, îndeosebi calcarele de Trenton (Silurian) și cele din Devonian și Mississippian (calcarele de Onondaga și calcarele oolitice de Greenbier).

Pe scară stratigrafică, capacitatea petro-gazeiferă este legată de intervalul Cambrian-Pennsylvanian (tabelul 117).

În limitele acestui bazin asimetric, ale cărui strate de pe marginea nord-vestică de platformă se scufundă sub un unghi de 1° , iar cele de pe marginea de sud est au o cădere mai mare, sînt un număr mare de zone anticlinale, ce se întind, în general, pe direcția nord est — sud vest și sînt separate de sinclinale largi, în partea centrală și de nord-vest a bazinului.

Tabelul 116

Profil stratigrafic sumar în Bazinul Appalachian

Sistemul	Seria	Formațiunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Permian		Dunkard	Gresii, calcare, argile și intercalații de cărbuni.	770
		Monongahela	Gresii, argile și intercalații de cărbuni.	Circa 700
Pennsylvanian		Conemaugh Aliesheny Pottsville	Argile pestrițe, gresii și intercalații de cărbuni.	
Mississippian		Mauch Chunk Greenbrier Pocono	Argile pestrițe și gresii. Calcare oolitice, Nisipuri, argile, gresii și rare intercalații de calcare. Nisipurile și gresiile de Berea și de Big-Injun.	Circa 400
Devonian	Superior	Catskill	Gresii, argile și nisipuri (nisipurile și gresiile de Venango).	Circa 2 000
		Chemung	Argile cu intercalații de gresii, nisipuri (nisipurile și gresiile de Bradford).	
		Portage	Argile cu intercalații de gresii.	
	Mediu	Hamilton Corniferous	Argile cu intercalații lenticulare de gresii și nisipuri. Calcare (calcarul de Onondaga).	Circa 600
	Inferior	Oriskany Salina Niagara Clinton	Gresii, nisipuri. Calcare și argile. Calcare. Argile, calcare și gresii (gresiile de Clinton).	Circa 500
Silurian	Ordovician	Medina Cincinnati Trenton Beekmantown	Gresii și argile. Argile cu lentile de nisipuri. Calcare (calcarele de Trenton). Calcare și gresii	Circa 1 100
Cambrian		Potsdam	Gresii	15

Tabelul 117

Obiectele de exploatare din Bazinul Appalachian și repartizarea lor pe state

	New York	Pennsylvania	West Virginia	Ohio	Kentucky	Virginia	Maryland
Permian	Absent	Neproductiv			Absent		
Pennsylvanian	—	Puțin petrol și gaze				—	—
Mississippian	Gaze	Mult petrol				Gaze	—
Devonian	Gaze și petrol (local)					—	Gaze
Silurian	Gaze	Neîncercat suficient		Gaze	—	—	—
Ordovician					Puțin petrol		—
Cambrian	Gaze	Indicații de gaze		Neîncercat suficient			

Înclinările flancurilor anticlinalelor sînt foarte atenuate în zona axială a depresiunii și cresc în zonele apropiate de sistemul cutat Appalach, unde cutele sînt înguste și proeminente. Reprezentate în plan, zonele anticlinale de pe marginea nord-vestică a bazinului sînt foarte diferit orientate, iar cele din partea centrală și de pe marginea de sud-est sînt rectilinii. În vestul Virginiei de vest, izolată, se află zona anticlinală Burning-Springs, în care flancurile cutelor au înclinări de 20–30°. Acumulările de petrol și gaze din partea centrală a bazinului sînt legate de zonele anticlinale, iar cele de pe marginea bazinului — de liniile de efilare a colectoarelor de petrol și gaze. În afară de structurile ce fac parte din zonele menționate sînt și structurile legate de flancurile sinclinalelor, de exemplu structurile Cabin Creek și Blue Creek din Virginia de vest. Pe marginea platformei de N-V și de-a lungul marginii, cutele sînt zone cu zăcămintele de gaze, cele de petrol fiind mai mult localizate în partea centrală a bazinului.

Cele mai răspîndite tipuri de zăcămintele din acest bazin sînt zăcămintele stratiforme boltite, ecranate litologic și mai ales delimitate litologic.

Exemple tipice de zăcămintele stratiforme boltite se întîlnesc pe structura Volcano din Virginia de vest și zăcămintele din gresiile de Bradford (Devonian superior) de pe structura cu același nume, care este una din cele mai mari structuri din bazin și în care zăcămintul este oarecum deplasat față de axa cutei, din cauza înrăutățirii însușirilor colectoarelor. Zăcămintele ecranate litologic de pe marginea nord-vestică a bazinului sînt legate în special de efilarea orizonturilor nisipoase ale formațiunii Oriskany și a altor formațiuni.

Printre zăcămintele delimitate litologic se disting cîteva tipuri. Unul din acestea se referă la zăcămintele care ocupă zonele de mare porozitate și

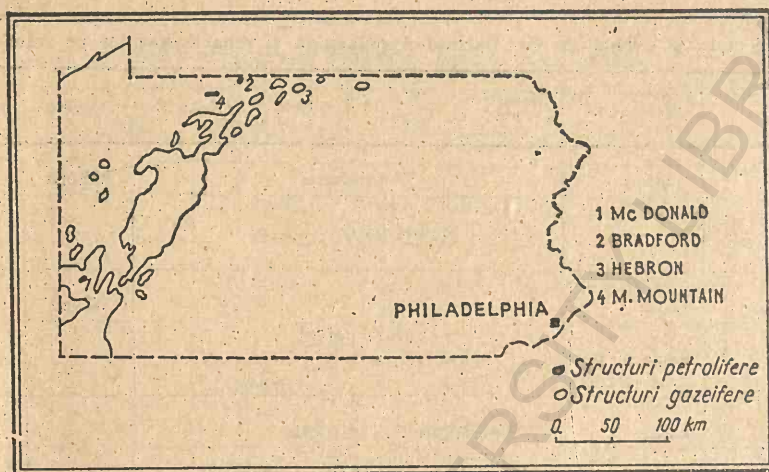


Fig. 202. Structuri petrolifere și gazeifere din Pennsylvania.

permeabilitate din complexele stratiforme și masive. Ca exemplu pentru complexele stratiforme poate fi dat zăcămintul din așa numita „gresie de 100 picioare”, de vîrstă mississippiană, iar pentru complexele masive carbonatate apar zăcămintele din calcarele cavernoase fisurate de Trenton din unele structuri, sau zăcămintul din structura Big Sinking (Kentucky), unde sînt productive calcarele Corniferus ale Devonianului inferior. La acest tip se referă și acumulările din argilele brune fisurate de Ohio (Devonian), sau cele de Marcellus și Genesee, tot din Devonian.

Un alt tip de zăcămintă delimitată litologic îl constituie zăcămintele din lentilele de nisipuri de forme neregulate, delimitate de roci greu permeabile.

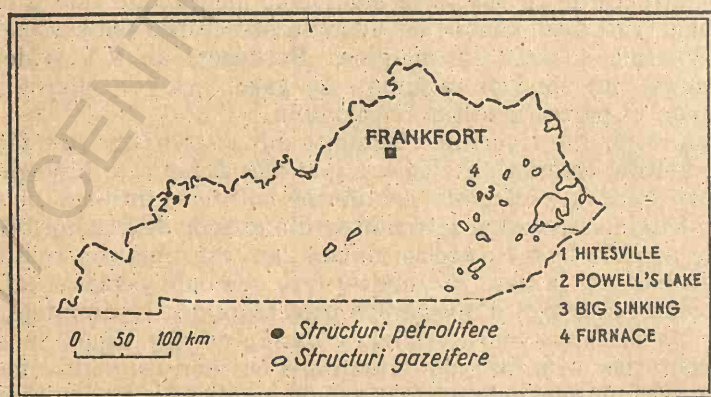


Fig. 203. Principalele structuri petrolifere și gazeifere din Kentucky.

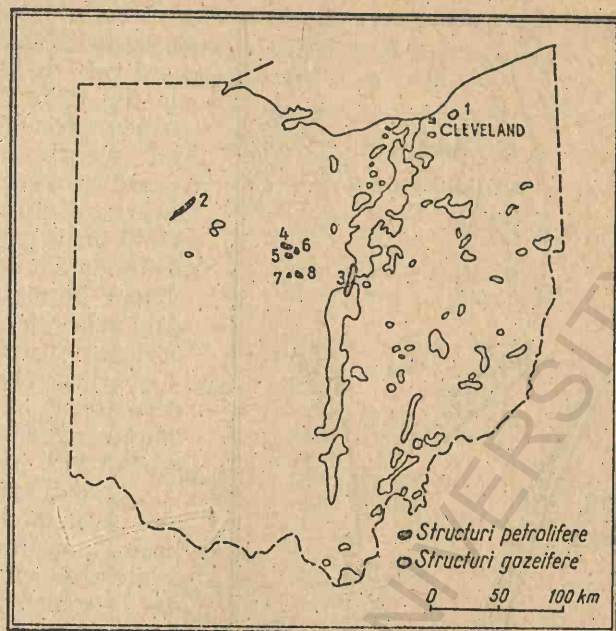


Fig. 204. Structuri petrolifere și gazeifere din Ohio:

1 — Mayfield; 2 — Lima-Indiana; 3 — Clinton; 4 — Edison; 5 — Cardington;
6 — Mt. Gilead; 7 — S. Wodsbury; 8 — E. Marion

Aceste lentile de nisipuri, cu forme neregulate, cunoscute în literatura americană sub numele de „Casual sands” (nisipuri întâmplătoare), formează un obiect important de exploatare în Bazinul Appalach. Ca exemple pot fi date orizonturile de Kane, Warren, Speechly, Bradford, Venango, Fifth și Elizabeth, din Devonianul superior, care produc petrol și gaze. Cel mai bine productiv s-a dovedit orizontul „Third Bradford sand”, gros de circa 15 m, din zăcămintul din Devonianul de pe structura cu același nume. Aceste nisipuri cu forme neregulate au format obiectul de exploatare a circa 25 000 sonde pe mica cută anticlinală Simpson. Alte „casual sands” se găsesc în Mississippian (nisipurile de Princeton, Ravencliff și Maxon), în Pennsylvanian (nisipurile de Salt, Burning Springs, Cow Run, Big și Dunkard), care produc petrol și gaze din structurile situate de-a lungul văii Ohio sau din nisipurile de Berea (Mississippian) din zona Gay-Spencer-Richardson, din Virginia de vest.

79. Bazinul Michigan

Acest bazin (fig. 32-149), care se întinde pe aproape întregul teritoriu al statului cu același nume, este delimitat la nord de versantul sudic al Scutului Canadian, la SSV de versanții bolții Cincinnati și ai unor ramificații a

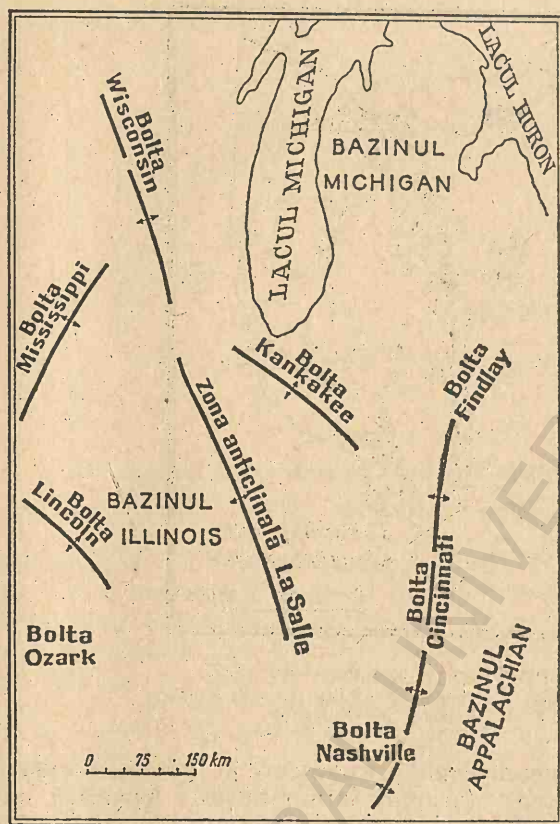


Fig. 205. Elementele structurale majore care delimitează bazinele Michigan și Illinois.

calcarele de Trenton (Ordovician) și din gresiile de Berea (Mississippian).

În ceea ce privește zăcămintele de gaze, ele sînt legate în general de gresiile de Michigan și de Berea (Mississippian). Pe anticlinalul Howell s-au obținut gaze și din dolomitele de Salina (Silurian).

În general, tectonica acestui bazin, mai mult sau mai puțin simetric, nu este prea complicată. Zonele de acumulare de petrol și gaze mai importante sînt legate, în general, de brachianticinale cu flancurile slab înclinate, lungi de 2—8 km și late de 1—3 km, care se întind pe direcția sud est — nord vest; zonele se află în partea centrală a bazinului, pe care o traversează. O importanță mai mică prezintă tonele de acumulare legate de monoclinalele de pe marginea bazinului. În acest bazin au fost puse în evidență zăcămintele de petrol în anul 1886, pe structura Port Huron, dar rezultate bune de

acesteia, de bolta Findlay și bolta Kankakee, iar la nord-vest de bolta Wisconsin (fig. 205). Peste un fundament precambrian format din șisturi cristaline urmează o cuvertură sedimentară cu o grosime de circa 4 000 m în partea cea mai scufundată a Bazinului Michigan, formată din depozite paleozoice, peste care urmează Cuaternarul.

Scurta caracterizare a depozitelor paleogene care umplu bazinul este dată în tabelul 118.

Că roci mame de petrol ale zăcămintelor din acest bazin, unii autori consideră argilele de culoare închisă din Devonianul superior și Carboniferul inferior. Acumulările de petrol și gaze sînt legate de calcarele din Silurian și Devonian și de gresiile din Mississippian și Pennsylvanian. Dintre acestea, s-au dovedit de mare capacitate calcarele devoniere Dundee, Traverse și Detroit River. Rezultate bune s-au obținut și din

Tabelul 118

Profilul stratigrafic sumar al Bazinului Michigan
(după Gordon H. Hauten)

Serie Sistem,	Grup sau formațiune	Scurtă caracterizare litologică
Permo-Carbonifer	„Red-beds“	Argile, argile nisipuri, gipsuri.
Pennsylvanian	Grand River Saginaw	Gresii, argile nisipoase. Argile, gresii, calcare, cărbuni.
Mississippian	Bay Port Michigan „Michigan Stray“ Marshall Goldwater Sunbury Berea-Bedford Ellsworth-Antrim	Calcare, nisipuri, gresii. Argile, gipsuri, anhidrite, gresii. Gresii. Gresii, argile nisipoase. Argile, gresii, calcare. Argile. Gresii, argile. Argile, calcare.
Devonian	Traverse Bell Rogers City-Dunde Detroit River Sylvania Bois Blanc	Calcare, argile. Argile, calcare. Calcare. Dolomite, calcare, argile, anhidrite. Gresii, dolomite nisipoase. Dolomite, calcare, argile.
Silurian	Bass Island Salina Niagaran	Argile, calcare. Sare, dolomite, argile, anhidrite. Dolomite, calcare, argile.
Ordovician	Cincinnatian Trenton-Black River St. Peter	Argile, calcare. Calcare, dolomite. Gresii.
Ozarkian sau Canadian	Prairie du Chien Hermans-ville	Dolomite, argile. Dolomite, dolomite nisipoase, gresii.
Cambrian	Lak superior	Gresii.

producție n-au fost obținute decât în anul 1926, o dată cu descoperirea structurii Saginaw și în special începînd din anul 1928, cînd a fost descoperită structura Mt. Pleasant.

Zăcămintele din acest bazin sînt, în general, delimitate litologic, masive în proeminențe structurale și biogene formate din calcare recifale și complicate uneori de eroziune.

Zăcămintele delimitate litologic sînt frecvente în gresiile de la baza Pennsylvanianului și în gresiile de Michigan, Marshall sau Berea din Mis-

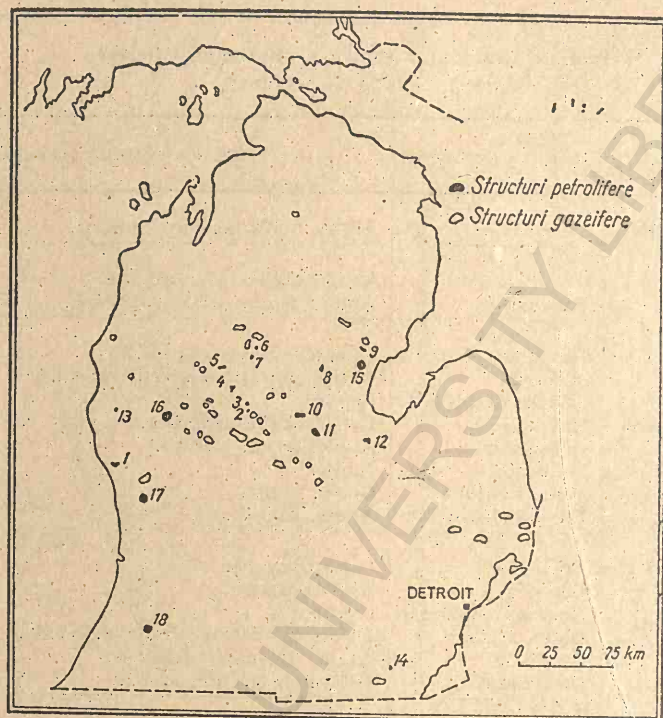


Fig. 206. Principalele structuri petrolifere și gazeifere din Michigan:
 1 — Muskegon; 2 — Sherman; 3 — Coldwater; 4 — Fork; 5 — Evart; 6 — Winterfield; 7 — Temple; 8 — Buckeye; 9 — Deep River; 10 — Mt. Pleasant; 11 — Porter; 12 — Saginaw; 13 — Pentwater; 14 — Deerfield; 15 — Lincoln; 16 — White Cloud; 17 — Dennison; 18 — Paw Paw.

sissippian. Grosimea lentilelor însumează de obicei câțiva metri și nu depășește 10 m. Ca exemple de zăcămintele delimitate litologic se menționează zăcămintele de pe structurile Marion și Vernon, cantonate în gresiile mississippiene, iar ca zăcămintele masive — cele de pe structurile Deep-River și Bloomingdale cantonate în calcarele devoniene și zăcămintele de pe structurile Buckeye, Mount-Pleasant și Vernon, cantonate în calcarele și dolomitele ordoviciene, siluriene și devoniene.

Zăcămintele masive sînt și ele destul de răspîndite, dar în cele mai multe cazuri ele nu ocupă partea cea mai ridicată a proeminenței. Ca exemplu se menționează zăcămintul de pe structura Deep-River.

80. Bazinul Illinois (intern de est)

Bazinul Illinois (fig. 32-150) este încadrat la nord de bolta Wisconsin, la nord-est de bolta Kankakee, la nord-est de bolta Mississippi, la sud de scufundarea estică a bolții Ozark, la sud-vest și vest de bolțile Lincoln și

Ozark, la est de bolta Cincinnati, iar la sud est de anticlinalul Nashville (v. fig. 205). Cuprinde o mare parte din teritoriul statului Illinois și o parte din teritoriile statelor Indiana și Kentucky. În profilul stratigrafic sumar al depozitelor sedimentare ce umplu acest bazin, care depășesc 3 000 m, Paleozoicul inferior se caracterizează prin depozite carbonatate, iar în Carbonifer predomină depozitele grezo-argiloase (tabelul 119).

Tabelul 119

Profilul stratigrafic sumar al Bazinului Illinios
(după A. H. Bell și P. A. Witherspoon, cu completări)

Sistemul	Seriile sau grupul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Pennsylvanian	Mc. Leansboro Carbondale Tradewater Caseyville	Argile, calcare, gresii, cărbuni. Argile, gresii, calcare, cărbuni. Argile, gresii, local cărbuni și calcare. Gresii, argile, local cărbuni.	600
Mississippian	Chester Valmayer Kinderhook	Gresii, argile, calcare. Calcare, gipsuri, anhidrite, local gresii și argile. Argile, calcare, gresii.	300 550 60
Devonian	Superior Mediu Inferior	Argile, calcare. Calcare, dolomite (calcarul Corniferus). Calcare.	50 300 120
Silurian	Niagaran Alexandrian	Dolomite, calcare (calcarul de Niagara). Dolomite, calcare.	100
Ordovician	Cincinnati (Maquoketa)	Argile, calcare.	30
	Mohawhian (Galena Platteville)	Calcare, dolomite (calcarul de Trenton).	200
	Chazy (St. Peter)	Gresii.	60
	Formațiunea Prairie du Chien	Calcare, dolomite, gresii.	300
Cambrian	Str. Croixian	Dolomite, calcare, gresii, argile.	Peste 500

În partea de sud est a acestui bazin au fost puse în evidență o serie de ridicări îngropate ale platformei, de care sînt legate structuri ce formează zone de acumulare de petrol și gaze. De aceste zone de acumulări aparțin unele din marile structuri ale bazinului (Clay-City, Griffin, Loudon).

În afară de aceste zone de acumulări, mai este marea zonă anticlinală „La Salle”, de direcție NNW-SSE, de care este legată zona de acumulare de petrol și gaze cu același nume; în această zonă nisipurile și gresiile pennsylvaniene, de care sînt legate zăcămintele delimitate și ecranate litologic, s-au dovedit foarte productive.

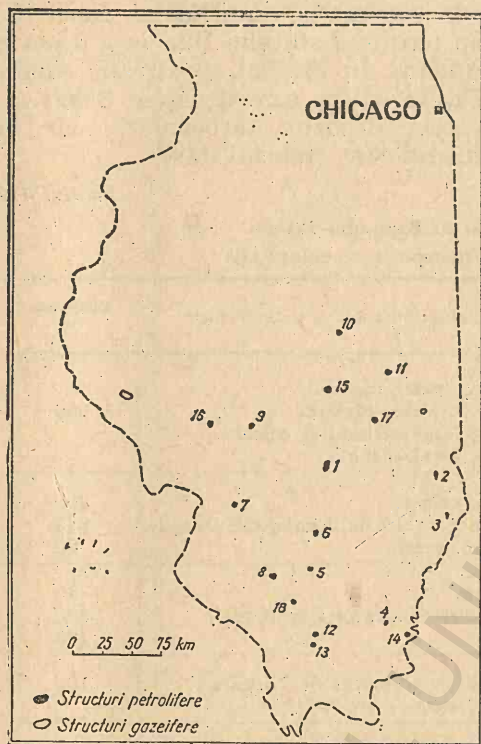


Fig. 207. Principalele structuri petrolifere și gazeifere din Bazinul Illinois:

1 — Louden; 2 — Robinson; 3 — Bridgeport; 4 — Omaha; 5 — Benton; 6 — Salem; 7 — Marine; 8 — E. Carlyle; 9 — New City S. 10 — Parnell; 11 — Hayes; 12 — Buckner; 13 — Zeigler; 14 — Fehrer Lake; 15 — Forsyth; 16 — Virden W.; 17 — Stewardson E.; 18 — Irvingtoon W.

pe teritoriul Canadei, în provincia Saskatschewan. Este delimitat în nord est de bolta Sweetgrass și de prelungirea nord vestică a acesteia, la sud de ridicarea Black Hills și de o fișie formată din depozite ale Cretacicului superior, la sud-vest de crestele muntoase ale sistemului cutat Larami din munții Stîncoși, iar la est — de versantul vestic platformic al Scutului Canadian.

Profilul mai complet al seriilor sedimentare care umplu acest bazin este întîlnit în S.U.A., în zona de mare scufundare a bazinului. În provincia Saskatschewan din Canada, din profilul stratigrafic al depozitelor ce umplu bazinul lipsesc Pennsylvanianul și Triasicul.

Seriile Paleozoicului din Bazinul Williston se caracterizează prin calcare, spre deosebire de cele ale Mezozoicului, formate, în general, din gresii și argile, așa după cum reiese și din tabelul 121. Zăcămintele de hidrocarburi

O altă mare zonă de acumulare, de pe marginea de sud-est a bazinului, este legată de zona de falii de direcție est-vest, Cottage Grove, Shawneetown-Rough Creek.

Ca roci mame de petrol ale zăcămintelor din acest bazin, a căror exploatare pentru gaze a început în anul 1885, iar pentru petrol în anul 1889, se consideră complexele argiloase de culoare închisă și o serie de calcare bituminoase. Colecătorii sînt formați din calcare și gresii (tabelul 120).

Cele mai răspîndite tipuri de zăcămintele sînt zăcămintele masive în proeminențe structurale și de eroziune; mai puțin răspîndite sînt zăcămintele stratiforme boltite, delimitate litologic și masive în proeminențe biogene. Pe unele structuri din partea de sud-est a bazinului sînt zăcămintele legate de lentile de nisip, lungi și înguste, a căror formare este legată de vechile albie ale riurilor.

81. Bazinul Williston

Acest bazin (fig. 32-147) se întinde în partea de nord a S.U.A., pe teritoriile statelor Montana, Dakota de nord, Dakota de sud, și

Tabelul 120

Structuri petrolifere și gazeifere din Bazinul Illinois

Exemple de structuri principale	Obiectele principale de exploatare	Silurian	Devonian	Mississippian	Pennsylvanian	Tipul zăcămintelor
	Colectorii					
Salem	Gresii				+	Stratiforme boltite.
Robinson Bridgeport	Calcare		+	+		Masive în proeminențe structurale.
Omaha Louden	Calcare		+	+		Masive în proeminențe de eroziune.
Marine Sandoval	Calcare	+				Masive în proeminențe biogene.
Storms Harold Benton	Gresii			+		Delimitate litologic.

din limitele statelor care se întind în acest bazin sînt legate de seriile Ordovician-Pennsylvanian și de cele ale Jurascului și Cretacicului.

În Bazinul Williston sînt o serie de zone de acumulări de petrol și gaze și o serie de structuri petrolifere izolate. În tabelul 122 sînt menționate cele mai importante.

În afară de structurile menționate în tabela 122, în bazinul Williston mai sînt o serie de structuri dintre care prezintă importanță structurile din

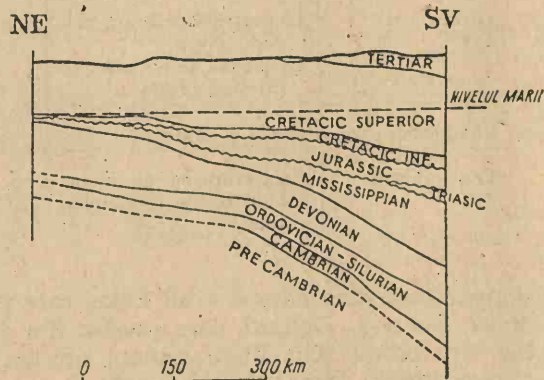


Fig. 208. Secțiune prin Bazinul Williston — Canada (după I. A. Downing, modific. de Gallup și Hamilton).

Tabelul 121

Profilul stratigrafic sumar din Bazinul Williston

Seria	Scurtă descriere litologică	Grosimea, m	Saskatchewan	Manitoba	Montana	Dakota de Nord	Dakota de Sud
Paleogen	Gresii, argile, conglomerate.	300					
Cretacic	Gresii, argile.	1 200	+		+		
Jurasic	La partea superioară : argile, gresii. La partea inferioară : argile vărgate și anhidrite.	360	+		+		
Triasic, Pennsylvanian	Gresii, argile, calcare.	350				+	
Mississippian	La partea superioară : calcare, dolomite, anhidrite. La partea inferioară : argile și gresii oolitice, gresii.	750	+	+	+	+	
Devonian	Calcare dolomite, anhidrite. Sare, calcare recifale.	600					
Silurian	Calcare, dolomite, gresii.	300			+	+	
Ordovician	La partea superioară calcare, gresii. La partea inferioară : gresii și argile.	200			+	+	+
Cambrian	Gresii și argile.	250					
Precambrian	Roci eruptive și metamorfice ale fundamentului.						

Saskatchewan, Blairmore și Gull Lake, care produc din Cretacic; structurile Cantaur, Success, Dollard, care produc din Jurasic și Nottingham și Weyburn, care produc din Mississippian, precum și structurile din Dakota de sud, care produc din Ordovician.

Tabelul 122

Zonele de acumulări de petrol și gaze din Bazinul Williston (C. Beca)

Zona de acumulare	Tipul zăcămintelor	Obiectele de exploatare	Observații
Zona de acumulare Cedar Creek (Manitoba), legată de o serie de ridicări.	Masive	Calcarele mississippiene. Calcarele siluriene. Calcarele ordoviciene.	
	Stratiforme boltite	Gresiile cretacice	
Zona de acumulare Colleville-Smiley din Saskatchewan.	Stratiforme boltite	Gresiile cretacice. Gresiile mississippiene.	Din această zonă, Coleville este cea mai mare structură.
Zona de acumulare Souris Valley din Saskatchewan de pe marginea de platformă a bazinului.	Ecranate stratigrafic	Calcarele mississippiene.	Din această zonă fac parte cele mai mari structuri din Saskatchewan. Zăcămintele sînt situate mai jos de suprafața de discordanță; învelișul protector este format de calcarele ale căror fisuri sînt umplute cu anhidrit.
Zona de acumulare Foster-ton-Rapdan, ale cărei structuri, în cea mai mare parte, sînt legate de suprafața de discordanță de pe versantul marginii de vest a bazinului.	Stratiforme boltite Stratiforme ecranate stratigrafic	Jurassic-Cretacic inferior.	Zona are o lungime de circa 150 km.
Zona de acumulare din Dakota de Nord, legată de o serie de brachianticinale, de care aparțin structurile Tioga, Beaver Lodge.	Masive	Calcarele mississippiene.	
Zona de acumulare legată de o serie de ridicări ale platformei (Manitoba).	Ecranate litologic	Gresiile Mississippianului.	Principalele structuri din această zonă sînt: Daly, Virden-Roselea.
Zona de acumulare din Saskatchewan, legată de ecranarea litologică a colectorilor.	Ecranate litologic	Calcarele mississippiene.	Din această zonă fac parte structurile Stelman, Midale.
Zona de acumulare din Saskatchewan legată de o suprafață de discordanță.	Masive în proeminențe de eroziune	Calcarele mississippiene.	Ca exemplu se citează structura Alida, unde zăcămintele au un înveliș impermeabil discordant pe suprafața de eroziune a calcarelor mississippiene. Zăcămintele sînt masive în proeminențe de eroziune.

82. Bazinul Intern de vest

Bazinul Intern de vest (fig. 32-148), situat în partea centrală a S.U.A., se întinde pe teritoriul statelor Kansas, Oklahoma și pe o mică parte din nord-estul statului Texas, înglobând următoarele depresiuni: Dodge-City, Salina, Sedgwich, Forest-City, Cherokee, Mac Alester, Ardmore și Anadarko, separate între ele prin zone de ridicare vizibile sau îngropate, care au avut un rol important în formarea zăcămintelor. În partea de nord a bazinului sînt bine exprimate ridicarea Kansas-ului central și creasta muntoasă de granit îngropată Nemaha (Nemaha granite ridge), prima separînd Depresiunea Dodge City de depresiunile Salina și Sedgwich. La est de creasta de granit Nemaha se află depresiunile Forest-City și Cherokee (fig. 209).

În partea de est a bazinului, bolta Ozark mărginește depresiunile Forest City și Cherokee.

În partea de sud a bazinului sînt ridicările Ouachita și Amarillo, prima la sud de Depresiunea Mac Alester și a doua la sud de Depresiunea Anadarko.

Dintre aceste zone de ridicare, „Nemaha granite ridge” are cea mai mare întindere, ea traversînd pe direcția NNE-SSV, partea de nord a Oklahomei și Kansas-ului.

La nord, limita dintre Bazinul intern de vest și Bazinul Williston este neprecisă, fiind considerată convențional după o ridicare foarte slab exprimată. La est se separă de Bazinul Illinois printr-o serie de ridicări platformice, bine exprimate pe direcția nord-sud, o ridicare situată de-a lungul Fluviului Mississippi, ridicarea Lincoln și bolta Ozark. La sud este delimitat de Bazinul Permian prin ridicarea Wichita și prelungirea ei vestică — ridicarea Amarillo.

La vest bazinul este mărginit de ridicarea platformică Cambridge. În acest bazin, dezmembrat în 7 depresiuni, dintre care din punct de vedere

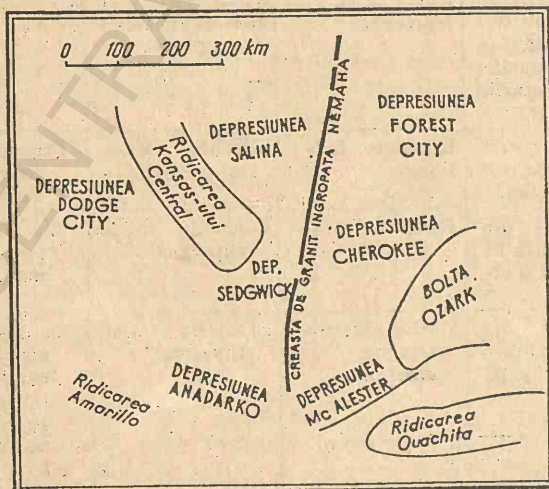


Fig. 209. Depresiunile Bazinului intern de vest.

al existenței zăcămintelor de petrol și gaze mai importante sînt depresiunile Salina, Forest City, Dodge City și Anadarko, se observă că întinderea, grosimea și litologia depozitelor sedimentare nu sînt aceleași în diferitele părți ale bazinului. De aceea întocmirea unui singur profil stratigrafic pentru întreg bazinul este dificilă.

Pe zonele de ridicări se constată o reducere a grosimii și chiar lipsa unor serii ale Paleozoicului inferior. În spre marginea nord-estică a bazinului, ca și pe versantul bolții Ozark, se reduc în grosime și chiar lipsesc total depozitele pennsylvaniene, permieni și terțiare (fig. 210). Spre deosebire de acestea, în Depresiunea Anadarko se constată o creștere a seriilor permieni, mississippiene și pennsylvaniene. Studiat în ansamblu, bazinul este umplut cu depozite începînd de la Cambrian pînă la Terțiar inclusiv.

În tabelul 123 se dă profilul stratigrafic sumar privind unele părți din depresiunile Dodge City, Salina și Forest City.

Din profilul descris în tabelul 123 se observă că în complexele sedimentare ale bazinului există trei mari discordanțe regionale și anume: una între Paleozoicul inferior și Mississippian, alta între Mississippian și Pennsylvanian și a treia între Permian și Mezozoic. Dintre acestea este mai bine exprimată și are o mai mare importanță pentru acumulările de petrol și gaze discordanța din baza Pennsylvanianului.

Complexul sedimentar superior și, în special, seriile permieni, cretacice și terțiare, au în general, în cea mai mare parte a bazinului, o așezare regională monoclină, cu înclinarea spre vest.

Ca roci mame pentru zăcămintele din acest bazin se consideră argilele negre ale formațiunii mississippiene Chattanooga și cele ale seriei pennsylvaniene Cherokee.

Colectorii sînt întîlniți din Ordovician și pînă în Pennsylvanian. Astfel, în Ordovician se întîlnesc calcarele dolomitice ale formațiunii Arbuckle și Viola și gresiile formațiunii Simpson, în Silurian-Devonian calcarele formațiunii Hunton, iar în Pennsylvanian gresiile din baza argilelor formațiunii Cherokee.

În unele raioane ale bazinului sînt petro-gazeifere și gresiile de Wilcox din Ordovician, nisipurile de Bartlesville, de Burbank și de Glenn din Pennsylvanian și calcarele Permianului inferior.

În ceea ce privește tipul zăcămintelor, în Bazinul intern de vest, se întîlnesc zăcămintele stratiforme boltite, ecranate tectonic, stratigrafic și litologic, zăcămintele masive și delimitate litologic.

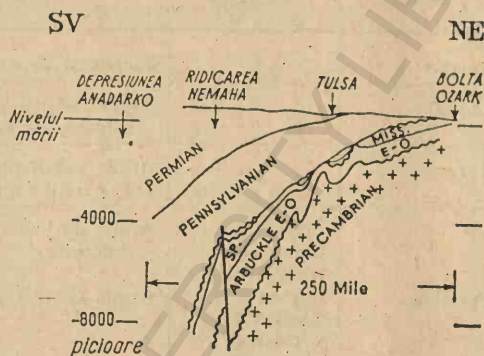


Fig. 210. Secțiune pe marginea nord-estică a Bazinului intern de vest.

Tabelul 123

Profilul stratigrafic sumar al părții centrale a Depresiunii Dodge City, a părții de sud a Depresiunii Salina și a părții mijlocii a Depresiunii Forest City

Sistemul	Seria, formațiunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Terțiar		Pietriș și depozite calcaroase	Pină la 100
Cretacic		Argile cenușii și negre, în partea mijlocie—calcare, iar în partea inferioară gresii.	Pină la 1000
Jurasic		Argile verzi, nisipuri, gipsuri. Discordanță regională.	Pină la 20
Permian	Seria Cimarron	Argile de culoare roșie, gipsuri, anhidrite și dolomite.	Pină la 340
	Seria Wellington	Argile cenușii și sare.	200
	Seriile Chase și Council Grove	Dolomite cu intercalații de calcare.	200
	Seria Admire	Argile și gresii cu intercalații de calcare.	40
Pennsylvanian	Waraunsee	Argile și gresii cu intercalații de calcare.	130
	Shawancee	Calcare și argile cu intercalații de gresii.	320
	Douglas	Calcare și argile.	
	Lansing	Argile cu intercalații de gresii.	
	Kansas City	Argile pestrițe cu intercalații de calcare.	100
	Bronson	Argile de culoare închisă cu intercalații de gresii.	150
Mississippian	Seria Marmaton	Pietriș și argile.	0—45
	Seria Cherokee	Discordanță regională.	
	Seriile : Chester, Meramec, Osage,	Calcare oolitice și litografice, în bază calcare silicioase.	330
Devonian	Formațiunea : Kinderhook	În nord—argile verzui; în sud—argile negre (Chattanooga).	50
		Discordanță regională.	
Silurian	Formațiunea Hunton	Dolomite și calcare.	0—100
Ordovician	Formațiunile Viola, Simpson, Arbuckle	Alternanță de dolomite silicioase și calcare cristaline mari.	50
		Gresii fine, cu intercalații de argile verzi.	80
		Calcare dolomitice cu intercalații subțiri de nisipuri.	300
Cambrian	Reagan	Gresii gresiere.	30

Explorările în acest bazin au început în anul 1860, în Kansas. Rezultate bune de producție au început să se obțină din 1886 pentru gaze și din 1889 pentru petrol. În Oklahoma, primele explorări și descoperiri de zăcăminte

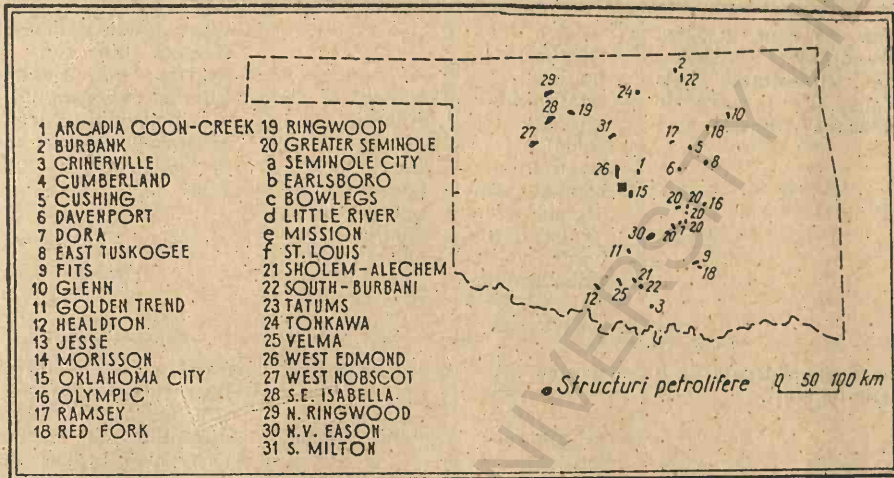


Fig. 211. Structurile petrolifere inportante din Oklahoma.

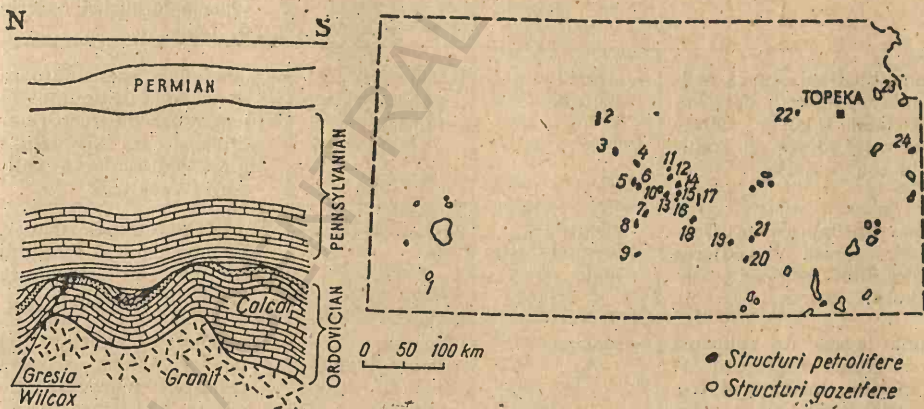


Fig. 212. Secțiune prin structura Eldorado.

Fig. 213. Structuri petrolifere și gazeifere din Kansas:

- 1 - Hugoton; 2 - Fairport; 3 - Trapp; 4 - Kraft-Prusa; 5 - Ort; 6 - Silica; 7 - Peace Creek; 8 - Zenith; 9 - Cunningham; 10 - Lyons; 11 - Edwards; 12 - Geneseo; 13 - Wherry; 14 - Smyres; 15 - Bornholdt; 16 - Welch; 17 - Voshell; 18 - Nikkel; 19 - Greenwich; 20 - Augusta; 21 - Eldorado; 22 - Davis Ranch; 23 - McLouth; 24 - Big Lake.

Tabelul 124

Zone de acumulare de petrol și gaze din Bazinul intern de vest (C. Beca)

Zonele de acumulare	Tipul zăcămintelor	Obiectele de exploatare	Observații
Zona de aur (Golden Trend), legată de ridicarea compartimentată Pauls Valley, de la nord de ridicarea Arbuckle.	— masive; — stratiforme boltite; — stratiforme ecranate tectonic; — stratiforme ecranate stratigrafic, pe suprafața de discordanță care tează complexul pre-Pennsylvanian.	Calcarele Hunton Calcarele Viola Gresiile Simpson și Deese, din Pennsylvanianul inferior.	Ridicarea Pauls Valley este formată din serii ce aparțin Ordovicianului, Silurian-Devonianului și Missipianului, care în general au o așezare monoclină cu cădere spre vest.
Zona Seminol legată de o serie de bolți.	— masive; — stratiforme boltite.	Calcarele Hunton, gresiile Simpson, gresiile Misener.	Această zonă se situează între ridicarea Arbuckle și bolta Ozark. Serii sedimentare de la Pennsylvanian în sus formează un monoclină cu cădere spre vest. În partea de mijloc a acestui monoclină, seriile ordoviciene formează o serie de bolți.
Zone din Depresiunea Ardmore, legate de cute anticlinale înguste, faliat și care adesea au granit în zona axială.	— stratiforme boltite.	Gresii pennsylvaniene și permieni.	O tectonică asemănătoare are și zona de acumulare legată de ridicarea Criner Hills situată în prelungirea sud-estică a ridicării Wachita.
Zona din Depresiunea Denver, legată de efilarea gresiilor seriei de Dakota.	— stratiforme ecranate litologic.	Gresiile de Dakota.	Tot în Depresiunea Denver, pe monoclină marginală de est sint zăcămintă ecranate litologic.
Zona legată de ridicarea de granit îngropată Amarillo, formată dintr-o serie de blocuri și proeminente.	— masive.	Calcarele pennsylvaniene și zonele fisurate ale granitelor din baza Pennsylvanianului.	Depozitele permieni și pennsylvaniene acoperă ridicarea îngropată de granit. La partea inferioară a Pennsylvanianului este formațiunea „Granite Wash”. În porțiunea cea mai ridicată a acestei zone și pe versantul ei nord-estic este un mare zăcămint de gaze canto-

Tabelul 124 (continuare)

Zonele de acumulare	Tipul zăcămintelor	Obiectele de exploatare	Observații
			nat în calcare și granite fisurate. Zăcămintele masive de petrol și gaze sînt pe versantul nord-estic al zonei legate de o serie de proeminențe. Un număr mai mic de zăcămintele legate de proeminențe separate sînt și pe versantul sud-vestic al zonei Amarillo.
Zona Hugoton	— stratiforme ecranate litologic.	Calcarele și dolomitele din seria Big-Blue.	
Zona legată de ridicarea Kansasului central, din partea centrală a bazinului. Structurile din această zonă sînt reprezentate de o serie de anticlinale, brachianticlinale, sau terase structurale.	— masive.	Calcarele Arbuckle și pennsylvaniene.	
	— stratiforme ecranate stratigrafic.	Gresiile Simpson și calcarele Viola.	S-au dovedit productive, izolat, și zone din cristalinul care formează simburii ridicărilor locale.
	— masive și delimitate litologic.	Calcarele mississippiene și pennsylvaniene;	
Zonele din partea de sud-est a bazinului, legate de crestele muntoase îngropate, de granit (v. fig. 212).	— stratiforme ecranate stratigrafic;	Calcarele Hunton (structura West Edmond).	Structurile de pe versantul slab înclinat al bolții Ozark au o tectonică complicată. Uneori formele structurale formate din gresiile pennsylvaniene corespund boltirilor din Ordovician, și zăcămintele sînt stratiforme boltite (structura Glenn).
Zonele de pe bolta Ozark.	— stratiforme ecranate tectonic;	Seria pennsylvaniană Cherokee (etajele Bartlesville, Burbank, Glenn), gresiile și nisipurile ordovicene intercalate în formațiunea Arbuckle.	
	— stratiforme boltite, delimitate litologic.		

se cunosc din 1864. În prezent în Oklahoma se cunosc un număr destul de mare de structuri petrolifere și gazeifere (v. fig. 211).

În diferite părți ale bazinului se disting mai multe zone de acumulare de petrol și gaze, cu caractere variate atît în ceea ce privește tectonica structurilor, cît și tipul zăcămintelor și al colectoarelor (tabelul 124).

83. Bazinele Munților Stîncoși

Bazinele Munților Stîncoși (fig. 32-145) care acoperă total sau parțial statele Montana, Dakota de Nord și de Sud, Wyoming, Utah, Colorado, Arizona și New Mexico, cuprind bazinele cunoscute sub numele de: Big Horn, Powder River, Wind River, Green River, Hanna, Laramie, North Park, Uinta, Piceance Creek, Paradox, San Luis, San Juan, Black Mesa și Kaiparowits. Formarea ultimelor două bazine este în legătură cu formarea unei părți a masivului Colorado (fig. 214). Unele din aceste bazine, ca de exemplu San Luis, Hanna, Laramie, North Park, sînt de mică întindere; altele, ca Green River, Powder River, Big Horn, sînt de întinderi foarte mari. În general, bazinele Munților Stîncoși sînt separate atît de ridicări muntoase bine exprimate morfologic și formate din roci eruptive precambriene acoperite de depozitele sedimentare paleozoice și mezozoice, cît și de mari elemente tectonice.

În unele cazuri, încadrarea bazinelor pe anumite porțiuni și chiar delimitarea lor de bazinele învecinate este neprecisă atît morfologic cît și tectonic, așa cum este de exemplu limita dintre bazinele San Juan și Paradox.

Unele bazine sînt împărțite de ridicări ce traversează partea lor centrală. Astfel, ridicarea cunoscută sub numele de Baxter Basian, împarte Bazinul Green River în două părți ce comunică între ele — partea de vest este cunoscută sub numele de Depresiunea Bridger, iar partea de est sub numele de Depresiunea Washakie.

O caracteristică aproape pentru toate bazinele este asimetria, axele lor fiind deplasate fie către marginea de nord, fie către cea de vest.

De-a lungul marginilor bazinelor, pe lângă o serie de cute slab înclinate, dispuse în trepte, sînt dezvoltate pe scară mare, mai multe linii anticlinale în culise, care sînt bine exprimate în seriile paleozoice și mezozoice și mai puțin în cele neozoice. Ridicările ce fac parte din aceste linii anticlinale fie că se prezintă sub forma unei cupole, fie sub formă unor cute anticlinale foarte faliolate, înguste și întinse, se caracterizează prin asimetrie, flancurile dinspre centrul bazinului fiind mai înclinate.

În ceea ce privește marginile de vest ale bazinelor Green River și Uinta, acestea sînt încadrate de zona marilor linii de șariaje ale Munților Stîncoși.

Bazinele al căror fundament este precambrian sau cambrian sînt umplute de depozite începînd de la Cambrian pînă la cele recente, inclusiv.

În bazinele Munților Stîncoși se constată o mare variație a grosimii seriilor sedimentare. De exemplu, în Bazinul San Juan aceste serii au o grosime de 4 000—5 000 m, iar în bazinele Wind River și Green River de circa 10 000 m, ceea ce a făcut imposibil să se întocmească un profil stratigrafic valabil pentru toate bazinele. În general, Paleozoicul este format din depozite carbonatate, iar Mezozoicul și Neogenul din depozite argilo-gresoase.

Profilul stratigrafic sumar al Bazinului Big Horn (completat de C. Boca)

Vîrstă	Seria	Formațiunea	Sursa descriere litologică	Grosimea m.	Observații
Eocen		Wasatch	Argile continentale pes- trițe cu intercalații de nisipuri și conglomerate.	1 300	În Bazinul Wind River, peste Eocen stă Oligocenul cu seria White River, groasă de circa 130 m și formată în bază dintr-un orizont de conglomerate, de-asupra căruia urmează tufuri dacitice și nisipuri. În Bazinul Uinta, în Eocen este prezentă formațiunea marno-nis- poasă Green River, groasă de 1 200 m, deasupra căreia urmează Oligocenul argilo-nisipos, gros de circa 400 m, acoperit de congl- omerate miocene, groase de 30 m. Începînd cu Eocenul, Terțiarul este productiv de petrol și gaze în bazinele Green River și Uinta.

Discordanța

Paleocen		Fort Union	Gresii și argile friabile continentale, în general de culoare roșie cu in- tercalații de carbuni.	5 600	
Cretacic superior	Laramie	Lance	Gresii friabile cu strati- ficații încrucișate și cu intercalații de argile.	1 800	Cretaciul, în special Cretaciul superior, produce în aproape toate bazinele munților Stîncoși. Productiv în Wyoming prin gresile de Dakota și Frontier.
	Montana	Eagle	Argile și gresii conti- nentale cu intercalații de carbuni.	1 300	
	Colorado	Carlile, Frontier, Mowry	Argile cenușii și închise cu intercalații de gresii.	4 500	
Cretacic inferior		Dakota (în majoritatea regiunilor, formațiunea Dakota se află la baza Cretaciului superior), Fason, Lakota	Gresii continentale.	30	Productiv de gaze, prin gresile formațiunii Rootenay, în Montana, în zăcămintele de Ia Cut Bank și Cedar Creek, în Wyoming, în Utah și în Bazinul San Juan.
	Cloverly		Argile cenușii, verzi, brune. Gresii continentale și conglomerate.	100 50	

În Montana, Jurasicul este în general înfinit peste Mississippian.

Jurasic superior	Sundance	Morrison	Argile postrife cu intercalații de gresii. Argile verzi și gresii cenușii, cu intercalații de calcare oolitice și anhidrite.	600 400
Jurasic mediu			Anhidrite și argile pes-trife.	80

Discordanța

Triasic		Chugwater Dinwoody	Argile de culoare roșie, gresii și argilite. Argile verzi și anhidrite.	600 35
Permian		Embar	Calcare și dolomite.	300
Pennsylvanian		Tensleep Amsden	Gresii cu intercalații de roci carbonatate. Calcare, argile roșii cu intercalații de gresii.	150 200
			Calcare masive.	700
Mississippian	Madison		Calcare, argile, gresii.	200
Devonian	Three Forks			

Discordanța

Ordovician		Big Horn	Dolomite masive și calcare.	300
Cambrian		Fleathead	Argile verzi, calcare, gresii. Argile și gresii. Gresii.	500 500 100

Productiv în Wyoming (structurile Lost Soldier și Wertz).

În Montana, Silurianul lipsește pe o mare întindere. Ordovicianul și Gothlandianul este bine productiv în partea de est a statului Montana.

Mississippianul este bine productiv de petrol în bazinele Powder, Big Horn, Wind River și Green River și productiv de gaze și mai puțin de petrol în New-Mexico, în partea de nord-est. În Wyoming Mississippianul stă direct fie pe Precambrian fie pe Cambrian. În Bazinul San Juan, profilul seriei pre-pennsylvaniene este foarte redus.

În Pennsylvanian, în Bazinul Paradox se dezvoltă seria dolomită saliferă Hermosa. Bine productiv în bazinele munților Stincoși, în special în regiunea Wyoming, prin gresile de Tensleep și în partea de nord-vest a statului Colorado, prin gresile de Weber.

Productiv în formațiunea Phosphoria în Bazinul Big Horn, Wind River și mai puțin productiv în partea de nord-est a statului Colorado și în partea de sud-vest a statului Utah.

În Bazinul Black Mesa și Kaiparowits, Paleozoicul are o grosime, în general, mai mare.

Pentru cunoașterea profilului stratigrafic al unuia din acest grup de bazine s-a ales ca exemplu profilul Bazinului Big Horn, care este unul din cele mai mari bazine ale Munților Stîncoși (tabelul 125).

Capacitatea petro-gazeiferă a acestor bazine este legată de aproape întreaga serie sedimentară de la Cambrian pînă la Tertiär inclusiv și în unele cazuri și de rocile fisurate ale fundamentului. Din acest punct de vedere, cea mai mare importanță prezintă Mississippianul, Pennsylvanianul, Jura-

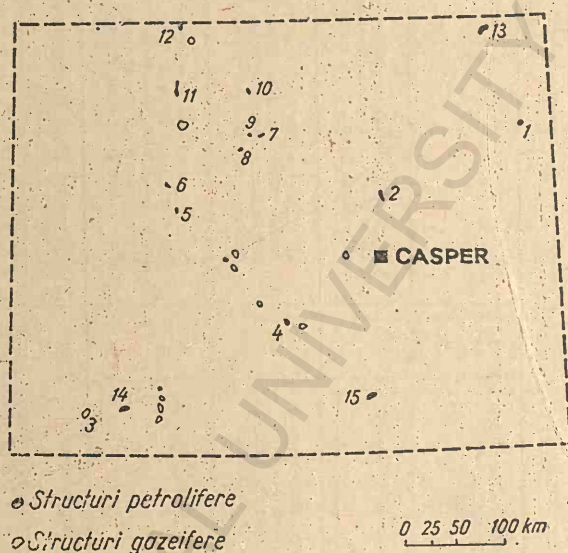


Fig. 215. Structuri importante din Wyoming:

- 1 — Osage; 2 — Salt Creek; 3 — Church Buttes; 4 — Lost Soldier;
5 — Steamboat Butte; 6 — Circle Ridge; 7 — Sand Creek; 8 —
Nieber; 9 — South Fork; 10 — Worland; 11 — Oregon Basin;
12 — Elk Basin; 13 — Driscoll Creek; 14 — Point of Rocks; 15 —
N. Dutton Creel.

sicul și Cretacicul, colecatorii fiind formați în cea mai mare parte de gresii calcare și dolomite.

Greutățile specifice ale petrolurilor din bazinul Munților Stîncoși variază: cele din formațiunile mai vechi, situate la adîncimi mai mari, au o greutate specifică mai mare (0,99), iar cele ce provin din formațiuni mai tinere sînt mai ușoare (0,73).

În bazinele Munților Stîncoși, în afară de o serie de structuri izolate, ca de exemplu Clareton, Osage-Fiddler Creek (Wyoming) sau Blanco din zona sinclinală a Bazinului San Juan, ale cărei rezervoare nisipoase din seria Mesaverde a Cretacicului superior se prezintă sub formă de lentile, majoritatea structurilor sînt grupate în zone de acumulare de petrol și gaze (tabelul 126).

Tabelul 126

Zonele de acumulare de petrol și gaze din bazinele Munților Stincoși
(C. Beca)

Zone de acumulări legate de:	E x e m p l e
I. Cute anticlinale și brachianticlinale dezvoltate pe marginile bazinelor și pe ridicările interioare ale bazinelor.	— Zona de acumulare Salt Creek-Big Muddy, de pe marginea Bazinului Powder River, legată de cute anticlinale. În această zonă, în afară de zăcăminte stratiforme boltite, se mai întâlnesc și zăcăminte stratiforme ecranate tectonic și litologic. — Zonele de acumulare legate de brachianticlinalele dezvoltate pe ridicările interioare transversale Baxter Basin și Douglas Creek.
II. Efilarea formațiilor geologice, pe marginile bazinelor, în sus pe înclinarea straturilor.	— Zonă de acumulare de pe marginea de sud est a Bazinului San Juan, legată de efilarea seriei de Colorado în sus pe înclinarea straturilor. De nisipurile acestei serii sunt legate zăcăminte ecranate litologic. — Zona de acumulare de pe marginea de est a Depresiunii Washakia, situată pe bordura de est a Bazinului Green River. Această zonă este legată de efilarea în sus pe înclinarea straturilor a dolomitelor formațiunii permene Phosphoria. Pe această zonă de efilare sunt și mici ridicări de recifi, de care sunt legate zăcămintele masive (Structura Cottonwood). — Zona de acumulare gazeiferă de pe suprafețele Bloomfield-Farmington, din partea centrală a Bazinului San Juan, legată de gresiile de Montana ale Cretacicului superior.
III. Marginea monoclinală a bazinului.	— Zona de acumulare de pe marginea monoclinală de sud-est a bazinului San Juan, legată de o fișie de aluviuni formate din depozitele seriei Mesaverde ale Cretacicului superior. Zăcămintele din această zonă sunt zăcămintele delimitate litologic.
IV. Linii de șariaje de pe marginile bazinelor.	— Zona La Barge, de pe marginea de est a Bazinului Green River, legată de o linie de șariaj. În această zonă se întâlnesc, în afară de zăcămintele stratiforme boltite, stratiforme ecranate tectonic și zăcămintele stratiforme ecranate stratigrafic.
V. Complicații structurale, mai ales sub formă de terase, ale marginilor bazinelor.	— Zona de acumulare legată de terasa structurală de pe marginea de nord-est a Bazinului Powder River. În această zonă se întâlnesc zăcămintele ecranate litologic.
VI. Masive de recifi.	— Zona de acumulare, de întindere nu prea mare, din Bazinul Paradox, legată de mici ridicări de recifi.
VII. Zona sinclinală a bazinelor.	— Zona de acumulare de mică întindere, din zona sinclinală a Bazinului San Juan. Din această zonă, cea mai importantă structură este Blanco, cu zăcămintele delimitate litologic în seria Mesaverde a Cretacicului superior.

84. Bazinul Permian

Bazinul Permian (fig. 32-153) ocupă partea de vest a statului Texas și partea de sud-est a statului New Mexico. În partea de nord el este delimitat de Bazinul intern de vest, prin lanțul muntos Wichita și prin prelungirea lui vestică — ridicarea îngropată Amarillo. Atît între aceste elemente structurale, cît și la vest și est de ele, delimitarea este convențională pe șaua structurală dintre terminația estică a Munților Wichita și ridicarea Muenster. Tot în partea de nord a bazinului se întinde ridicarea Matador. Limita vestică a bazinului este formată de o serie de ridicări ce aparțin Cordilierilor de est, iar în partea de est bazinul este limitat de ridicările platformice Bend și Llano de proeminență vestică scufundată a celei din urmă, cunoscută sub numele de Platoul Edwards. Ceva mai la nord de ridicarea Bend, limita este convențională fiind reprezentată de ridicarea platformică Reed River și de scufundarea estică a lanțului muntos Wichita. În sud, limita bazinului este bine exprimată numai înspre partea de vest de ridicarea Marathon, iar înspre est pînă la ridicarea Llano. O limită bine exprimată între acest bazin și Bazinul Mexic lipsește. În această parte delimitarea este considerată convențional pe zona de apariție a depozitelor cretacice (fig. 216).

Bazinul Permian este împărțit în două părți prin ridicarea din partea centrală a lui, numită Platforma centrală a bazinului, care trece în sud în bolta Pecos a cărei parte de est este cunoscută sub numele de Platforma Ozona. În fața terminației de est a bolții Pecos se scufundă spre vest Platoul Edwards. Cele două părți ale bazinului sînt cunoscute sub numele de depre-

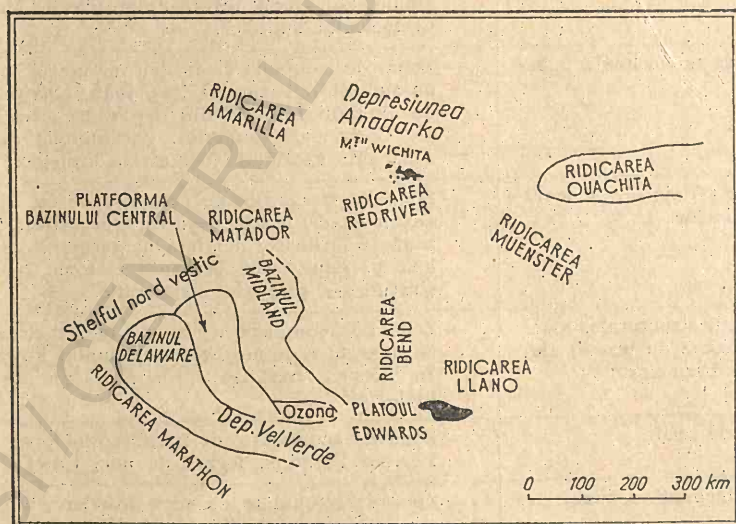


Fig. 216. Elementele structurale majore care delimitează Bazinul Permian.

siuni, iar în unele lucrări sub numele de bazine. În est se situează Depresiunea Midland, iar în vest — Depresiunea Delaware. Platforma centrală se contopește înspre nord cu marginea nord estică a Depresiunii Delaware și cu marginea nord vestică a Depresiunii Midland, la vest de care este shelful nord vestic. Marginea de est a Depresiunii Midland este numită Platforma estică sau Shelful estic și reprezintă un versant vestic îndepărtat al ridicării Bend.

Între bolta Pecos la nord, și ridicarea Marathon la sud, se află o depresiune îngustă, cunoscută sub numele de Depresiunea Sheffield, care în spre est se deschide în Depresiunea Val Verde (bazinul șisturilor negre), a cărui prelungire estică, situată la sud de Platoul Edwards, este cunoscută sub numele de Depresiunea sau Bazinul Kerr, care înspre nord comunică cu Depresiunea Midland.

Peste fundamentul bazinului întâlnit de foraje și format din roci eruptive sau metamorfice precambriene, urmează depozitele Paleozoicului, care umplu bazinul în cea mai mare parte. Dezvoltarea cea mai mare a profilului



Fig. 217. Structuri importante din New-Mexico:

- 1 — Rattlesnake; 2 — Hogback; 3 — Ute; 4 — Drinkard; 5 — Monument;
6 — Crossroads; 7 — Hobbs; 8 — Artesia; 9 — Linda; 10 — Noodle Creek;
11 — Fusselman; 12 — S Ward; 13 — New Semindie; 14 — E Glasco;
15 — Stiles; 16 — Hershey; 17 — Mesa Vista.

Tabelul 127

Principalele zone de acumulări de petrol și gaze din Bazinul Permian
(C. Beca)

Zonele de acumulări	Tipul zăcămintelor	Obiectele de exploatare	Observații
Zona de pe marginea de est a recifului Capitain, legată de proeminențe ale calcarelor recifale.	Masive	Calcarele recifale, în general dolomitizate, ale seriei Guadelupe.	Reciful Capitain se situează de-a lungul părții de nord și de mijloc a marginii de vest a platformei centrale.
Zona de pe atolul din partea de vest a Shelfului estic, legată de proeminențele calcarelor biogene.	Masive, stratiforme boltite și ecranate litologic	Calcarele recifale și dolomitele permieniene. Gresile ce acoperă proeminențele calcarelor biogene.	
Zona de pe versantul de sud al platformei de nord a bazinului.	Masive	Calcarele și dolomitele formațiunilor San Andreas (seria Guadelupa) și Clear-Fork (seria Leonard).	În prelungirea nord-estică a acestei zone este marea structură gazo-petroliferă Slaughter-Leveland.
Zona de pe versantul de sud al Shelfului nord-vestic, legată de brachi-anticlinale și promontorii.	Masive	Dolomitele și mai rar nisipurile din seriile Guadelupa și Leonard.	Partea de vest a zonei este cunoscută sub numele de Artesia.
Zona de pe ridicarea Mator, legată de brachi-anticlinale și de proeminențe ale calcarelor recifale.	Masive	Calcarele permieniene și calcarele recifale ale formațiunii Cisco (Pennsylvanian).	
Zona de pe ridicarea îngroșată Re-River, legată de brachi-anticlinale și do ri.	Stratiforme ecranate tectonic, masive.	Gresiile pennsylvaniene și calcarele ordoviciene.	
Zonele de pe marginea de est și partea de mijloc a platformei centrale și de pe ridicarea Pecos. Aceste zone sînt legate de	Stratiforme boltite și ecranate litologic (în seriile nisipoase),	Calcarele, dolomitele, nisipurile din Permian și pre-Permian.	Structura Yates produce din gresiile Cretacului inferior.

Tabelul 127 (continuare)

Zonele de acumulări	Tipul zăcămintelor	Obiectele de exploatare	Observații
cute anticlinale, majoritatea dispuse în culise.	— stratiforme ecranate stratigrafic (în seriile prepermieniene), — masive (în seriile calcaro-dolomitice).		
Zonele de pe versantul de vest al bolții Bend, legate în general de mici complicații structurale de tipul teraselor structurale și al proeminențelor și mai puțin de unele mici ridicări și de unele linii ale vechilor țărături ale mărilor, de la marginea ridicării Llano.	— Masive — stratiforme boltite compartimentate, — stratiforme ecranate litologic, — delimitate litologic.	Calcarele și gresiile seriei Bend (Pennsylvanian inferior), gresiile seriilor Cisco, Canyon și Strawn (Pennsylvanian superior), calcarele mississippiene ale formațiunii Ellenburger.	
Zona din partea centrală a marginii de est a Bazinului Midland.	— Delimitate litologic.	Argile fisurate și nisipurile formațiunii Spraberry (Permian).	Formațiunea Spraberry prezintă o mare variație de litofacies.

acestor depozite este întâlnită în Depresiunea Delaware; unde bazinul este mult scufundat, spre deosebire de partea de nord a Platoului central, a boltei Pecos și a ridicărilor Reed River și Matador, unde Permianul este mai puțin gros și stă uneori direct pe Paleozoicul inferior..

Capacitatea petro-gazeiferă a Bazinului Permian este legată de Silurian, Devonian, Pennsylvanian și în special de Permian. Colectorii sînt formați, în special, din calcare, gresii și nisipuri și mai puțin din argile fracturate.

În Bazinul Permian sînt o serie de zone de acumulare de petrol și gaze și cea mai mare parte din producție este legată de zonele în care predomină zăcămintele de tip masiv, cum sînt cele situate în partea de sud-est a statului New Mexico (fig. 217). În afară de zonele recifale mai sînt o serie de zone de acumulare, în special în zonele de scufundare ale depresiunilor Delaware și Midland, și în limitele platformei de nord a bazinului și de-a lungul versantului de vest al shelfului nordic unde sînt și unele zone de mică importanță.

Principalele zone de acumulare din Bazinul Permian sînt menționate în tabelul 127.

85. Bazinele din California

În nordul Peninsulei California, pe litoralul Oceanului Pacific, cele cinci bazine vecine și anume: Salinas Cuyama, Santa Maria, Ventura, Los Angeles și San Joaquin sînt cunoscute sub numele de bazinele Californiei (fig. 32-146). Primele patru bazine se deschid în vest spre Oceanul Pacific, iar în rest sînt încadrate de catenele edificiului Munților Coastelor, spre deosebire de Bazinul Los Angeles, care, parțial, este încadrat de catenele aceluiași edificiu și se deschide înspre nord vest și sud est înspre Oceanul Pacific (fig. 218).

Bazinul San Joaquin, care este cel mai mare bazin din California, este încadrat în vest de același edificiu muntos, iar în est de ramificațiile Masivului Sierra Nevada.

O serie de falii de mare anvergură separă depresiunile cuprinse în limitele fiecărui bazin. Astfel, o falie de mare anvergură separă depresiunea din partea de nord vest de depresiunea din partea de nord est a Bazinului Los Angeles, iar în Bazinul Salinas-Cuyama, Depresiunea Salinas este separată de o falie de mare anvergură de Depresiunea Cuyama din partea de sud est a bazinului.

Formațiunile terțiare care umplu bazinele Californiei nu prezintă peste tot aceeași succesiune și aceleași faciesuri, dar în linii mari se poate da o schemă stratigrafică a acestora.

Cuaternarul este format din depozite marine sau fluviatile argiloase sau argilo-nisipoase, ce conțin lentile de nisipuri, în care sînt acumulări de petrol.



Fig. 218. Bazinele din California

Pliocenul superior este reprezentat prin formațiunea Sangus. Pliocenul mediu este format, la partea superioară, din nisipuri (formațiunea Pico), iar în bază din argile și nisipuri (formațiunea Etchegoin). Pliocenul inferior, în general, lipsește.

Miocenul superior (formațiunea de Monterey), gros de circa 3 300 m, este format din șisturi argiloase bituminoase cu diatomee, asociate cu argile,

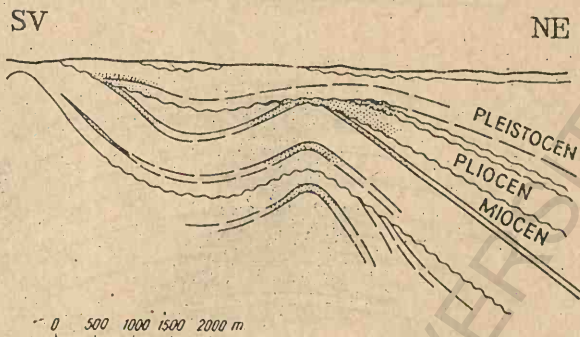


Fig. 219. Secțiune prin structura Midway-Sunset.

gresii și nisipuri. Formațiunea de Monterey, care este întâlnită în mai toate bazinele sus menționate, este considerată ca principala rocă mamă a zăcămintelor din California.

Miocenul inferior la partea superioară este format din seria argilo-grezoasă de Temblor, iar la partea inferioară din nisipuri și conglomerate (formațiunea Vaqueros).

Oligocenul, adesea absent, când este întâlnit este reprezentat prin depozite continentale (formațiunea Sespe), sau prin nisipuri marine (Nisipurile Oceanic).

Eocenul, la partea superioară, este format din bancuri groase de argile (formațiunea Trejon sau formațiunea Kreyenhagen), iar la partea inferioară este predominant grezos sau argilo-grezos.

Cretacicul superior (formațiunea Chico sau formațiunea Moreno) este formată din argile mai mult sau mai puțin șistoase, cu intercalații de gresii, în care sînt mici acumulări de petrol.

Argilele cunoscute sub numele de „Argilele Moreno” sînt considerate de unii geologi că ar fi putut juca rolul de roci mame.

Grosimile totale ale depozitelor sedimentare care umplu bazinele Californiei variază. În Bazinul Santa Maria, aceste depozite ating o grosime de 4 500 m, în bazinele San-Joaquin și Salinas-Cuyama de peste 10 000 m, în bazinele Ventura peste 15 000 m, și sînt de circa 18 000 m în Bazinul Los Angeles. În Bazinele Californiei au fost puse în evidență o serie de zone de acumulare

unele legate de cute anticlinale, branchianticlinale sau domuri, altele de falii, de monoclinale sau de suprafețele de discordanță stratigrafică. Cele mai multe zone se cunosc în Bazinul San Joaquin. În tabelul 128 se dau principalele zone de acumulare din fiecare bazin.

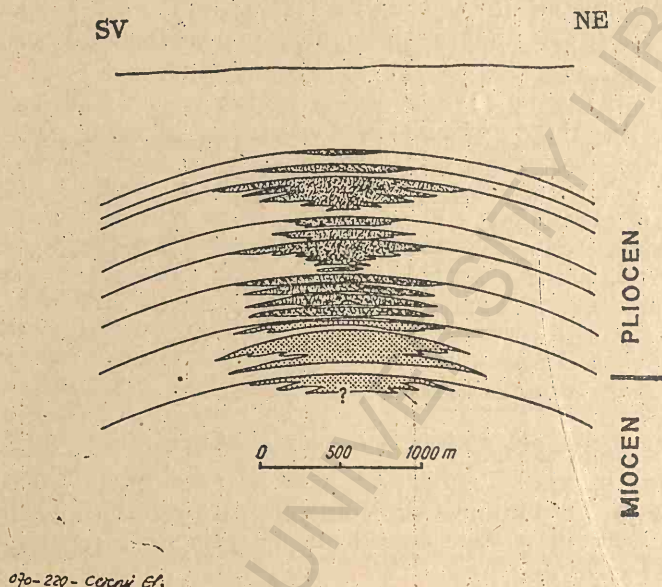


Fig. 220. Secțiune prin structura Santa Fe Springs.

Structurile petrolifere și gazeifere din bazinele Californiei sînt indicate în fig. 222 (bazinele Ventura și Los Angeles) și în fig. 223 (bazinele Santa Maria, San Joaquin și Salinas-Cuyama).

86. Bazinul Golfului Mexic

Bazinul Golfului Mexic (fig. 32-154), care în partea lui de nord conturează Golful Mexic, se întinde în partea de sud-est a S.U.A., pe teritoriul Mexicului și în parte al Cubei. O parte însemnată a bazinului este ocupată de acvatoriul golfului.

La nord, bazinul este delimitat de versantul sudic al ridicării Ozark, la nord-vest de edificiul Wachita, iar la nord est de un sistem de fracturi care-l despart de Bazinul Illinois. Între ridicarea Ozark și edificiul Wachita, se situează Depresiunea Arkansas. În partea de nord a delimitării de vest, Bazinul Golfului Mexic este despărțit de Bazinul intern de vest prin ridicările blocurilor Hunton, de ridicarea Arbuckle, de creasta îngropată Red River și ridicarea Criner Hills. În continuare înspre sud, limita vestică este formată

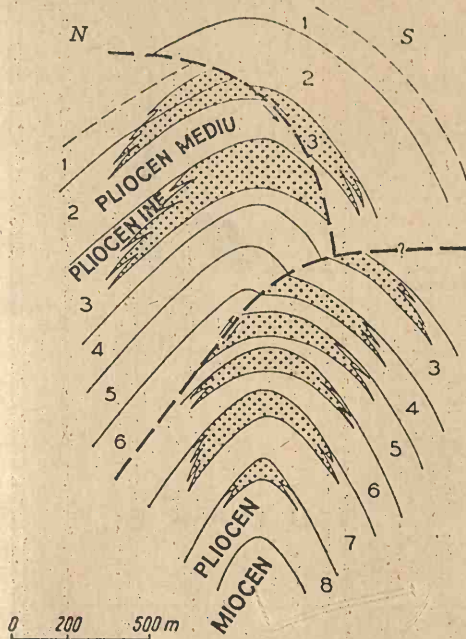


Fig. 221. Secțiune prin structura Ventura Avenue:

1-8 - Complexe productive.

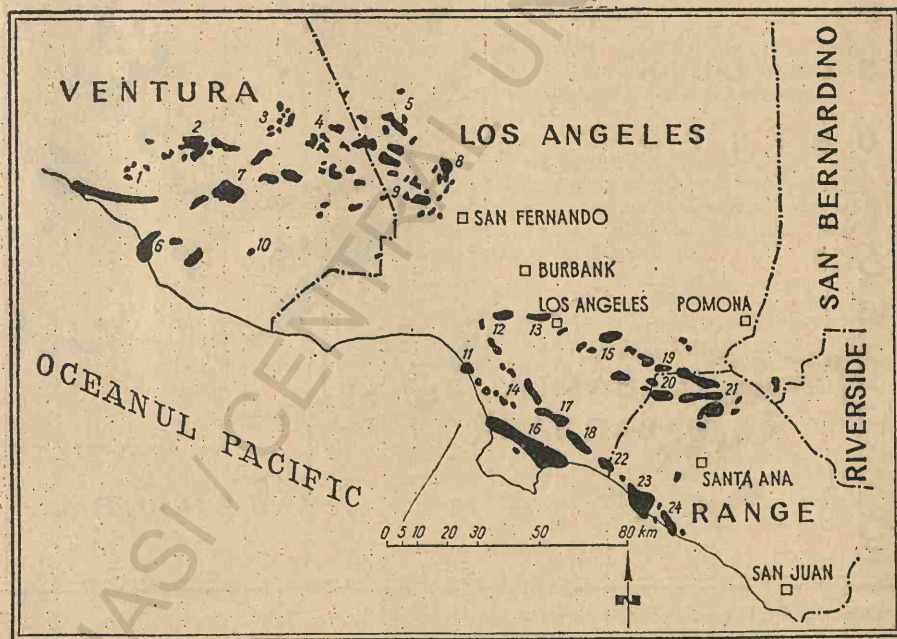


Fig. 222. Structuri petrolifere importante din bazinele Ventura și Los Angeles:

- 1 - Ventura; 2 - Ojai; 3 - Tar Creek; 4 - Temescal; 5 - Castaic Hills; 6 - Montalvo; 7 - South Mtn.; 8 - Placerita; 9 - Aliso Canyon; 10 - Conejo; 11 - Playa Del Rey; 12 - Salt Lake; 13 - Los Angeles; 14 - El Segundo; 15 - Santa Fe Springs; 16 - Torrance; 17 - Dominguez; 18 - Long Beach; 19 - Whittier; 20 - W. Coyote; 21 - Kraemer Richfield; 22 - Seal Beach; 23 - Huntington Beach; 24 - Newport.

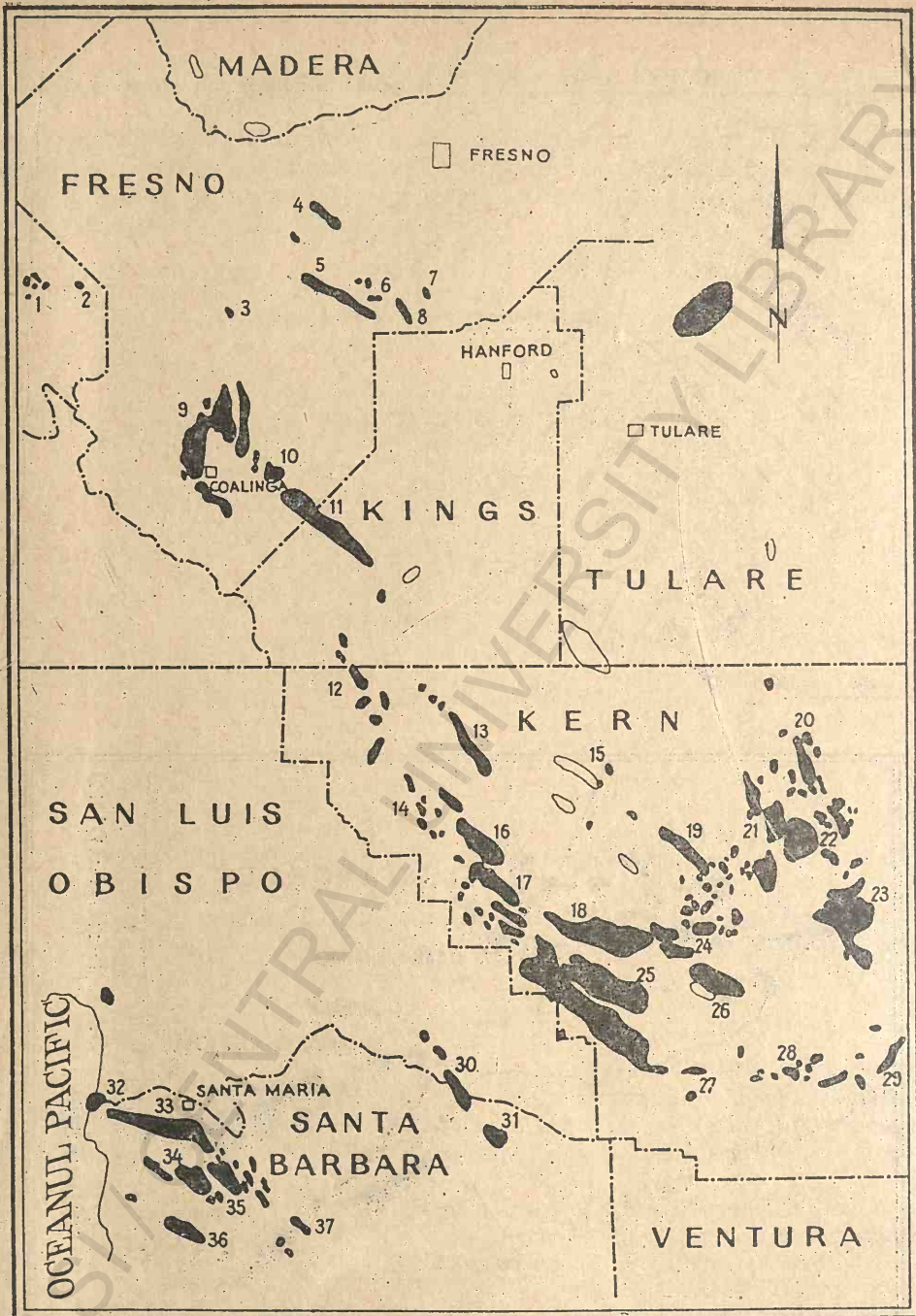


Fig. 223. Structuri petrolifere importante din bazinele Santa Maria, San Joaquin și Salinas-Cuyama:

- 1 - Vallecitos; 2 - Ciervo; 3 - Turk Anticline; 4 - Raisin City; 5 - Helm; 6 - Burrell; 7 - Camden; 8 - Riverdale; 9 - Coalinga; 10 - Gujarral Hills; 11 - Kettleman Hills; 12 - Blackwells Corner; 13 - Lost Hills; 14 - Antelope Hills; 15 - Wasco; 16 - So. Beldridge; 17 - Cymeric; 18 - Elk Hills; 19 - Rio Bravo Greeley; 20 - Dominion; 21 - Kern Front; 22 - Kern River; 23 - Edison; 24 - Coles Levee; 25 - Buena Vista; 26 - Buena Vista Lake; 27 - Los Lobos; 28 - Wheeler Ridge; 29 - Tejon Hills; 30 - Morales Canon; 31 - S. Cuyama; 32 - Guadalupe; 33 - Santa Maria Valley; 34 - Gasmalia; 35 - Cat Canyon; 36 - Lompoc; 37 - Zaca Creek.

Tabelul 128

Principalele zone de acumulare din Bazinele Californiei
(C. Beca).

Bazinul	Tipuri de zone de acumulări	Exemple de zone de acumulare
San Joaquin	Zone legate de cute anticlinale, brachianticlinale sau de domuri.	— Zonele de acumulare de pe marginea de est a bazinului, de care sînt legate structurile Rio Bravo-Grteley, Helm, Raisin City. Aceste zone, în care predomină zăcămintele stratiforme boltite, nu sînt legate direct de falii, ci de cute anticlinale sau de domuri. — Zona Midway-Sunset, legată de cute anticlinale la care sînt afectate structuri cu zăcămintele stratiforme boltite, în Miocen și ecranate stratigrafic sau litologic de asphalt, în Pliocen (v. fig. 219). — Zona Coalinga, Kettleman Hills, Lost Hills, Elk Hills, Coles Levee, Wheeler Ridge. Zăcămintele acestei zone, în general, sînt stratiforme boltite, dar se întîlnesc și zăcămintele stratiforme ecranate litologic, de asphalt (structura Coalinga) și mai rar, zăcămintele stratiforme ecranate tectonic.
	Zone legate de falii.	— Zona de acumulare formată din cute anticlinale eșalonate de-a lungul mării linii de încălcare Santa Clara, de pe marginea de sud a bazinului.
	Zone legate de monoclinale.	— Pe marginea de nord est a bazinului, alăturată Măsuului Sierra Nevada, sînt 2 zone de acumulare, ale căror structuri monoclinale cuprind, în general, zăcămintele stratiforme ecranate tectonic (structurile Mount Poso, Round Mountain).
	Zone legate de monoclinale și de cute anticlinale faliat.	— Zonă cu caracter mixt, în care se întîlnesc structuri monoclinale (Edison) și structuri legate de cute anticlinale faliat (Kern River, Kern Front).
Los Angeles	Zone legate de cute anticlinale sau de domuri.	— Zona de pe marginea de sud-vest a bazinului, de care sînt legate structurile Torrance și Wilmington, ultima fiind afectată zonei periclinale a mării zone de acumulare. În general zăcămintele sînt stratiforme boltite, puternic compartimentate.
		— Zona de acumulare formată din marile cute anticlinale Long Beach, Huntington Beach, Dominguez, ale căror zăcămintele sînt în general stratiforme boltite, slab compartimentate și cuprind un mare număr de strate productive.

Tabelul 128 (continuare)

Bazinul	Tipuri de zone de acumulări	Exemple de zone de acumulare
		— Zonele Playa Del Rey, El Segundo, East și West Coyote, Santa Fe Springs, cu zăcăminte, în general, stratiforme boltite. În prelungirea zonei East și West Coyote, este marea structură Santa Fe Springs (fig. 220).
	Zone legate de falii.	— Zona de acumulare de pe marginea de nord-est a bazinului, legată de falia Whittier Avenue (structurile Whittier, Puente Hills și altele). — Zona New-Port Ingelwood, legată de o mare falie ce se întinde pe întreaga margine de vest a bazinului și pe care sînt eșalonate o serie de cute anticlinale și brachianticlinale.
Ventura	Zone legate de cute anticlinale.	— Zona Ricon-Ventura Avenue. Structura Ventura Avenue; una din marile structuri din acest bazin are un mare număr de complexe productive (v. fig. 221) — Pe marginea de est a bazinului, legate de cute anticlinale faliat, sînt structurile Del-Valle, Aliso Canyon, ce cuprind zăcăminte stratiforme boltite compartimentate și ecranate tectonic.
Santa Maria	Zone legate de cute anticlinale.	— Zona Casmalia-Orcutt, formată din cute anticlinale faliat.
	Zone legate de suprafețele de discordanță stratigrafică.	— Zona de pe marginea nord estică a bazinului, din care fac parte structurile Santa Maria, Cat Canyon. Această zonă este legată de suprafețele de discordanță stratigrafică de-a lungul cărora colecții din seria Monterey sînt acoperite discordant de Pliocen. În această zonă cu structuri monoclinale sînt zăcăminte în Miocen de tip stratiform, ecranate de-a lungul suprafeței de discordanță și zăcăminte în Pliocen, în vecinătatea acestei suprafețe.
Salinas-Cuyama	Zone legate de falii.	— Zona de acumulare formată dintr-o serie de cute anticlinale, legate de marea falie Russell. De aceste cute anticlinale ce se caracterizează printr-o tectonică complicată sînt legate și structurile Russell Ranch și South Cuyama, cu zăcăminte stratiforme boltite, compartimentate și stratiforme ecranate tectonic.

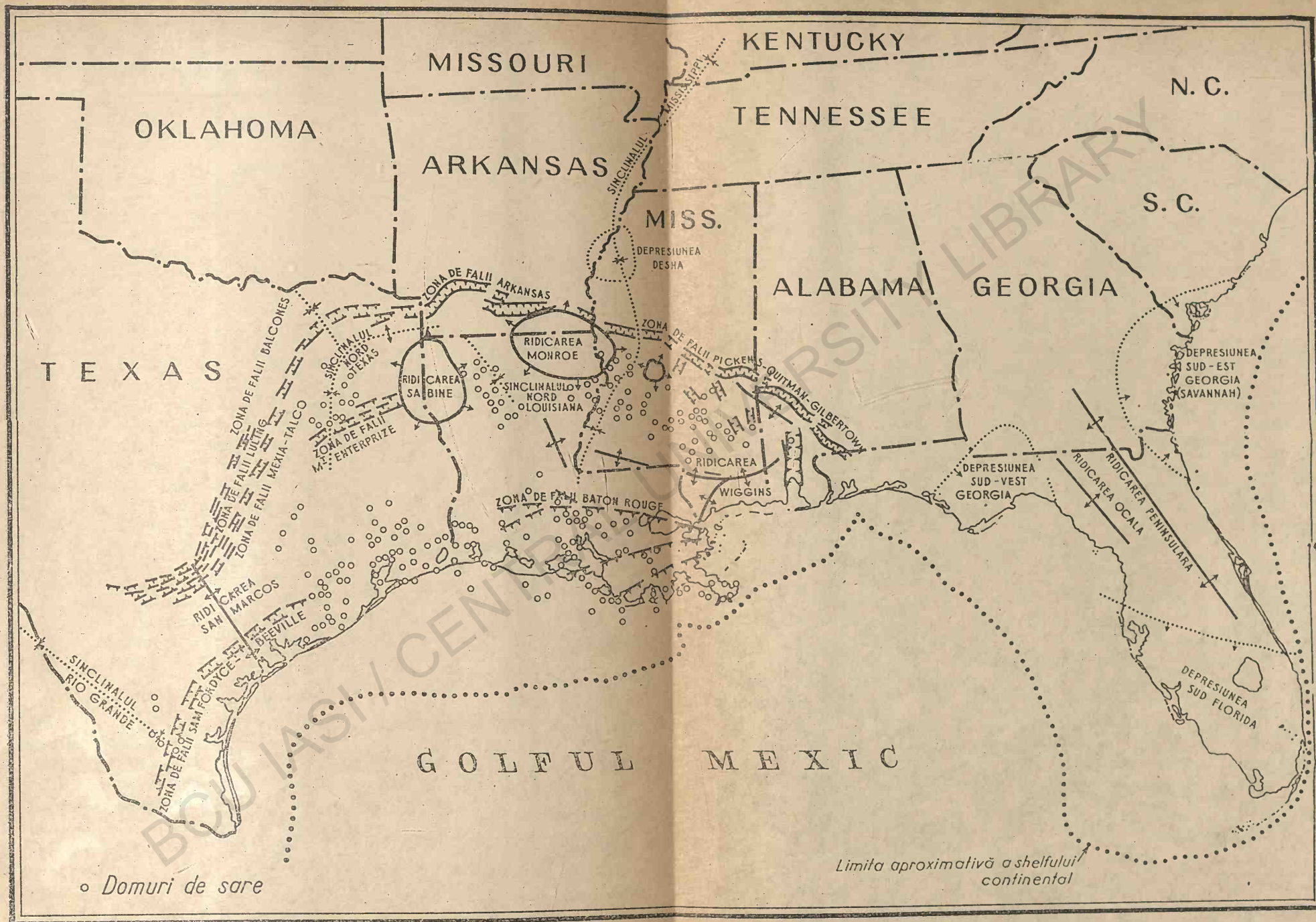


Fig. 224. Elementele structurale ale Bazinului Golfului Mexic.

de cupolele Bend și Concho-Llano, cu proeminența ei vestică scufundată, platoul Edwards și ridicarea Marathon.

Delimitarea în partea de vest a Bazinului Golfului Mexic de bazinele vecine, Intern de vest și Permian, în intervalele dintre elementele structurale menționate, se face în mod convențional, la linia de apariție continuă a depozitelor cretacice.

În continuare în spre sud, limita vestică a bazinului, pe teritoriul Mexicului, este formată de sistemul cutat Sierra Madre Oriental. La sud, în regiunea Istmului Tehuantepec și a Peninsulei Yucatan, bazinul este mărginit de cutele sierrelor din America Centrală și în continuare spre sud-est ca limită a bazinului este considerată zona apelor de adâncimi mici dintre Peninsula Yucatan și Cuba. În continuare, bazinul se mărginește cu partea de nord vest a cutelor Cordilerei centrale a Cubei (Siera de Los Organos) și cu shelful convențional de apă puțin adâncă dintre Cuba și extremitatea de sud a Peninsulei Florida.

Limita de est a bazinului este mai puțin precisă. Partea de sud a limitei de est se trasează prin bancul Cay-Sel, care închide dinspre est acvatoriul Golfului Mexic, iar în partea de nord limita de est a bazinului este formată de versanții ridicării boltite a Peninsulei Florida și de prelungirea îngropată a edificiului Appalachian. Limita nord-estică a bazinului este formată de versantul de sud al boltei Cincinnati, complicat de anticlinalul Nashville. Între prelungirea sud-estică îngropată a Appalașilor și anticlinalul Nashville este o ramificație a Depresiunii Black Warrior.

Proeminențele cutate, bine exprimate, de pe marginile de vest și de nord, ca și celelalte elemente structurale regionale delimitează, sub forma unei potcoave, Bazinul Golfului Mexic, umplut de seriile groase ale depozitelor sedimentare care se îngroașe pe măsură ce fundamentul se scufundă și ajung pe litoralul coastei golfului la o grosime de 15 000—20 000 m.

Fundamentul este format din depozite precambriene pe marginea de nord, iar pe marginea de vest peste fundamentul precambrian urmează depozite paleozoice ce ating mari grosimi. În spre sud în zona învecinată cu golful, se alătură fundamentului și depozitele mezozoice, formate din serii carbonatate ce alternează cu serii nisipo-argiloase care predomină în Terțiar.

Cele mai importante elemente regionale care caracterizează tectonica bazinului sînt:

1. Zonele de fracturi, care descriu un arc de cerc: Zona de nord vest exterioară, din care face parte zona de falii Balcones, la sud est de care, de la vest spre est, sînt zonele de falii Luling Texia-Talco și Mt. Enterprize. În est, la nord de ridicările îngropate Sabine și Monroe, este zona de falii Arkansas, la est de care se întinde zona de falii Pickens-Quitman-Gilbertown. Această zonă nordică este mai bine exprimată decît zona sudică interioară din care face parte zona de falii Sam Fordyce — Beeville, în vest și zona de falii Baton Rouge în est și flexurile legate de ele.

Tabelul 129

Profilul stratigrafic sumar al regiunii interioare a marginii de nord a Bazinului Golfului Mexic

Sistemul	Seria	Formațiunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea m
Cuaternar			Nisipuri argile aluvionare, de deltă și litoral-marine.	1 500
Pliocen-Miocen			În sus pe înclinarea stratelor: depozite nisipoase-argiloase de deltă; în jos pe înclinarea stratelor: serii groase argiloase și argilo-marnoase marine. La partea inferioară a Miocenului în mai multe locuri sînt calcare recifale.	1 000
Oligocen Eocen		Jackson	În partea de est și centrală a regiunii predomină argile calcaroase și nisipuri, iar în partea inferioară, calcare și marne. În partea de vest a regiunii predomină depozite continentale, adesea alevrite nisipoase. Calcare recifale cu o dezvoltare locală.	300—3700 200—280
		Claiborne	În partea inferioară și mijlocie: nisipuri și gresii calcaroase glauconitice și argile cu intercalații subțiri de calcare. La partea superioară: nisipuri de riu și de deltă, cu intercalații de argile.	300—1200
		Wilcox	Nisipuri, argile și alevrite de deltă și litorale. E caracteristică frecvența intercalațiilor carbunoase și a nisipurilor bentonitice.	
Paleocen		Midway	Argile și nisipuri.	170—300
Intreruperi locale și discordanțe				
Cretacic superior	Gulfian	Navarro	Argile, marne, mai rar cretă, nisipuri și gresii.	180—360
		Taylor	La partea superioară cretă și marne, la partea inferioară nisipuri și gresii cu rare intercalații de argile.	250—400
		Austin	Cretă, marne, argile și orizonturi nisipoase nestatornice, cu intercalații de lignit și pietriș.	70—330
		Eagle Ford	Argile cu intercalații de nisipuri și gresii.	30—70
		Woodbine (Tuscaloosa)	Nisipuri, gresii și intercalații de argile	80—200

Tabelul 129 (continuare)

Sistemul	Seria	Formațiunea	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea m
Discordanțe locale				
Cretacic inferior	Comanchean	Washita	Calcare, argile și șisturi argiloase.	80—650
		Fredricksburg	Șisturi argiloase și argile, calcare și marne	60—500
		Trinity	Argile conținând o serie de orizonturi de gresii și nisipuri slab consolidate. În partea mijlocie un pachet de 80 m de anhidrite.	330
	Coahuilan		Argile și gresii cu intercalații de calcare, marne și anhidrite. În bază, gresii grosiere și conglomerate.	860
Intrerupere locală și discordanță				
Jurasic		Cotton Valley	Argile pestrițe cu intercalații de gresii și mai rar de calcare de grosimi mici.	770—1400
	Louark	Buckner	Șisturi argiloase de culoare roșie, anhidrite, dolomite și intercalații de calcare și gresii	80—170
		Smackover	Calcare, în special oolitice	230
		Norphlet	Șisturi argiloase roșii	120
Jurasic Permian		Louann	Sare gemă, anhidrite	220
		Morehouse-Eagle Mills	Gresii și șisturi argiloase	330

2. Marile ridicări îngropate Sabine și Monroe.

În Bazinul Golfului Mexic mai sînt așa-numitele „salt basins” în:

— zona depresionară, la est de ridicarea Monroe și care se întinde, pe o direcție aproape N-S, în partea centrală a Louisianei și în vestul statului Mississippi;

— în partea de sud vest a bazinului, mai slab exprimată este zona Rio Grande, cunoscută și sub numele de Sinclinalul Rio Grande, la est de care se situează ridicarea îngropată transversală San Marcos, spre deosebire de ridicarea îngropată Wiggins de la nord-est de zona de falii Baton Rouge, care se întinde pe direcția longitudinală;

— zona depresionară de nord est a Texasului, cunoscută și sub numele de Sinclinalul de nord-est al Texasului, situată între zona de falii Luling-

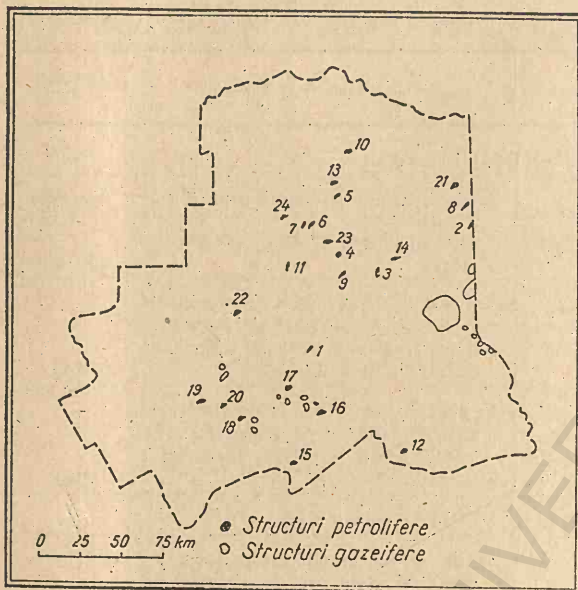


Fig. 225. Structuri importante din Texas (partea de est):

1 - Boggy Creek; 2 - Caddo; 3 - East Texas; 4 - Hawkins; 5 - Hope; 6 - Merigale; 7 - Quitman; 8 - Rodessa; 9 - Sand Flat; 10 - Talco; 11 - Van; 12 - Roane; 13 - Moncrief; 14 - Hallsville; 15 - North Fort Trinidad; 16 - Salmon; 17 - Long Lake South; 18 - Red Oak; 19 - Fort Parker; 20 - Farrar; 21 - Clinton Lake; 22 - Little John; 23 - Hitts Lake; 24 - East Grand Saline.

predomină colectori nisipoși, după care urmează seriile Mezozoicului, unde în afară de colectori nisipoși, o mare răspîndire au și colectorii carbonați. Din seriile Mezozoicului, cea mai mare importanță are Cretacicul superior, atît în ceea ce privește extracția cît și rezervele, care se estimează că reprezintă aproximativ $1/3$ din rezerve. În continuare, ca importanță, urmează Cretaciul inferior, de care sînt legate circa $1/20$ din rezerve. Pe ultimul loc sînt seriile Jurasicului.

În Bazinul Golfului Mexic se întîlnesc numeroase și diferite tipuri de zone de acumulare. Unele din ele sînt legate de zone de falii. Astfel se cunosc unele structuri mari care fac parte din zona de acumulări legate de zone de falii; ca exemplu se poate cita structura Luling din partea de vest și structurile Pickens și Gilbertown din partea de est a bazinului. Structuri reprezentate prin cute anticlinale și brachianticlinale faliatate sînt cunoscute și în partea de sud a bazinului.

În afară de structurile care fac parte din zona de acumulare legată de zone de falii sînt unele structuri legate de inflexiuni sau de brachianticlinale, ca de exemplu structurile Mexia și Talco din partea de vest a bazinului. Alte

Mexia-Talco și ridicarea îngropată Sabine. Această zonă este cunoscută și sub numele de Bazinul Tyler;

— zona depresionară dintre ridicările îngropate Sabine și Monroe cunoscută și sub numele de sinclinalul de nord al Louisianei;

— zona de-a lungul coastei Louisianei și a părții de sud est a Texasului.

Cea mai mare parte a structurilor petrolifere și gazeifere ale regiunii interioare a bazinului este concentrată la vest de Fluviul Mississippi.

Capacitatea petro-gazeiferă este legată de intervalul stratigrafic Jurasic superior-Cuaternar. Cea mai mare importanță atît în ceea ce privește volumul extracției, cît și rezervele, îl au seriile terțiare și în special Miocenul, în care

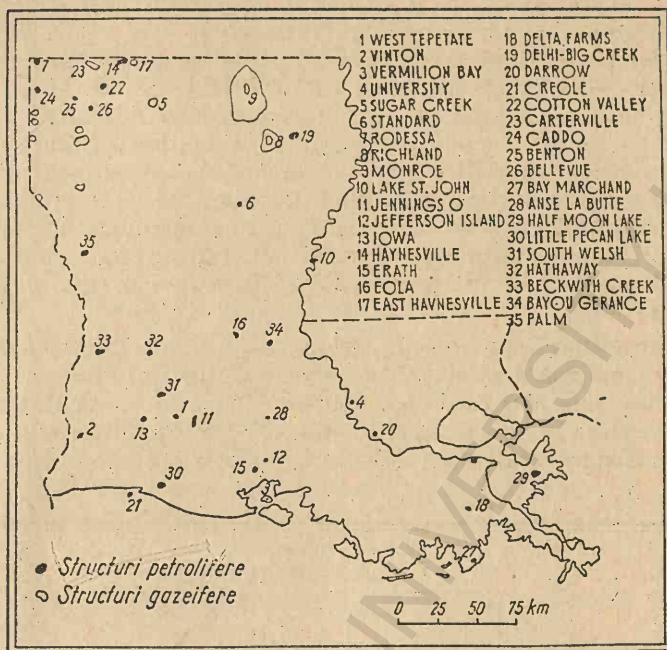


Fig. 226. Structuri importante din Louisiana.

structuri sînt legate de ridicări formate din roci eruptive. Unele zăcăminte ale acestor structuri au colecții formați din serpentine fisurate (structura Springs). De asemenea, sînt zone de acumulări legate de ridicările îngropate Sabine și Monroe, pe ale căror flancuri și bolți sînt o serie de cute locale îngropate și de terase structurale. Pe periclinul de vest al ridicării Sabine este o mare structură gazeiferă și de condensat, iar pe versantul de nord sînt marile structuri Caddo, Haynesville, Homer, Bellevue, Cotton, legate de cute locale îngropate sau de terase structurale.

Zăcămintele acestor structuri, în cea mai mare parte, sînt stratiforme ecranate litologic,

Pe versantul de nord-est al ridicării Sabine sînt zone de acumulare de petrol și gaze formate din cute anticlinale legate de diapirismul profund; ca exemplu se menționează zonele Atlanta-Schuler și Midway-Magnolia. Pe versantele aceleiași ridicări mai sînt zone de acumulare legate de efilarea și acoperirea discordantă a unor serii de colecții din Cretacic. De o astfel de zonă de acumulare este legată structura East Texas, una din cele mai mari structuri de pe glob.

Pe ridicarea Monroe, în zona ei de boltă, este marea structură gazeiferă Monroe, iar pe versantul ei de sud-est, printre alte structuri, este marea

structură gazeiferă Richland și structura petroliferă Delhi, ale căror zăcă-
minte sînt legate de discordanțe stratigrafice.

Pe litoralul sud vestic al bazinului sînt zone de acumulare ale căror struc-
turi sînt legate de efilarea regională a seriilor nisipoase de Vicksburg și Frio
ale Terțiarului (ca exemple se pot cita structurile Seeligson, Agua Dulce,
West Ranch) și zone de acumulare legate de dezvoltarea lineară a nisipurilor
de-a lungul vechilor linii litorale. Ca exemplu se poate menționa zona legată
de vechile linii litorale ale formațiunii Jackson, ale cărei structuri, cu zăcă-
minte ecranate litologic, sînt afectate unor mici complicații structurale sau
vechilor linii litorale (structura Armstrong). Sînt cazuri cînd acumulările
sînt condiționate atît de factorul litologic cît și de cel structural (structura
Government Wells).

Pe o fișe a litoralului Golfului Mexic, lată de circa 150 m, unde cuvertura
terțiară se completează succesiv spre sud, cu Miocen, Pliocen și Cuaternar,
sînt numeroase domuri legate de diapirismul sării de vîrstă Permian. Gradul
de ridicare a sării pe aceste domuri, dispuse pe anumite zone, este diferit.
Domurile cu diapirism atenuat sînt situate pe o zonă mai nordică și exploa-

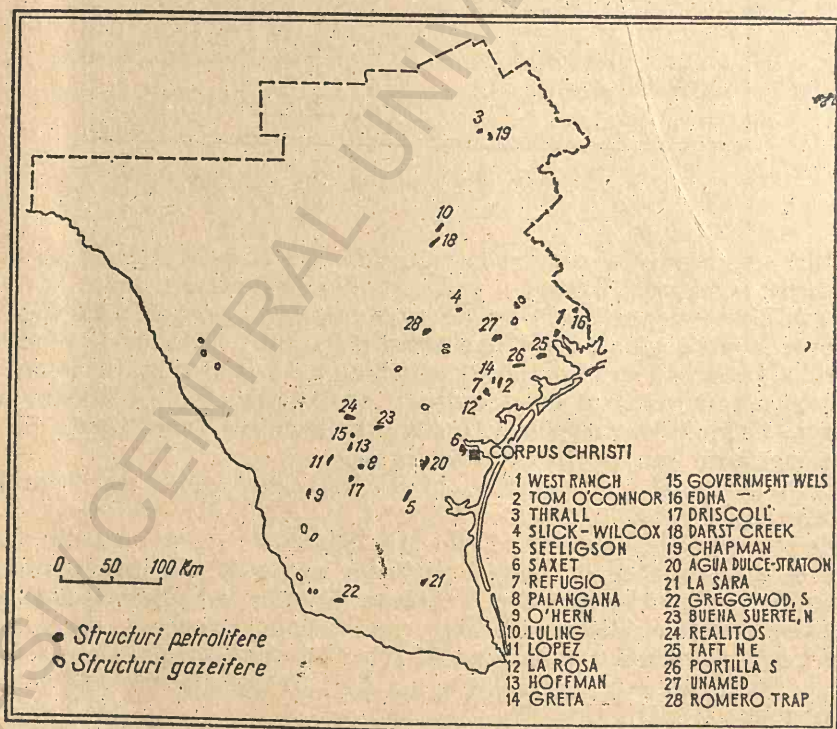


Fig. 227. Structuri importante din Texas (partea de sud vestic):

tează Cretacicul, iar mai aproape de Coasta golfului sînt domuri legate de diapirismul exagerat și care exploatează Eocenul, Oligocenul și Miocenul. În fig. 228 se prezintă o secțiune regională prin domurile de sare.



Fig. 228. Secțiune regională prin domurile de sare Humble-Esperson, Barbers Hill și Lost Lake (Texas).

Obișnuit, aceste domuri de sare au cîte un cap-rock din calcare și dolomite bituminoase și pe flancurile lor sînt zăcăminte ecranate tectonic, stratigrafic și litologic, iar în cap-rock zăcăminte delimitate litologic. Dintre cele mai mari structuri legate de domurile de sare fac parte structurile legate de diapirismul profund și în acest caz se întîlnesc și zăcăminte stratiforme, sarea nestrăpungînd toate stratele productive.

Ca exemple de astfel de structuri pot fi date structurile Conroe, Hastings, Anahuac.



Fig. 229. Structurile importante din Texas (partea de sud-est).

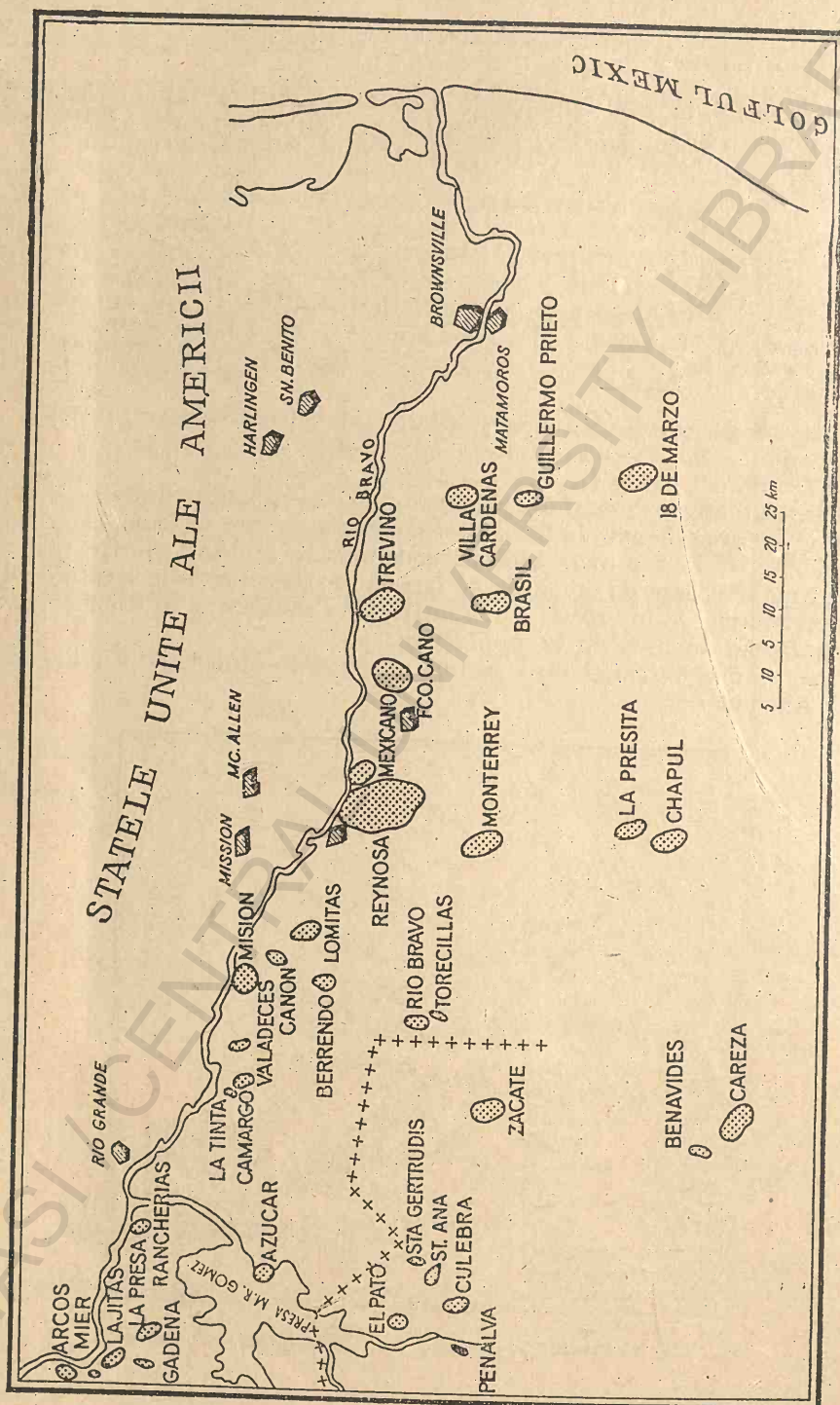


Fig. 231: Structurile din Depresiunea Burgos.

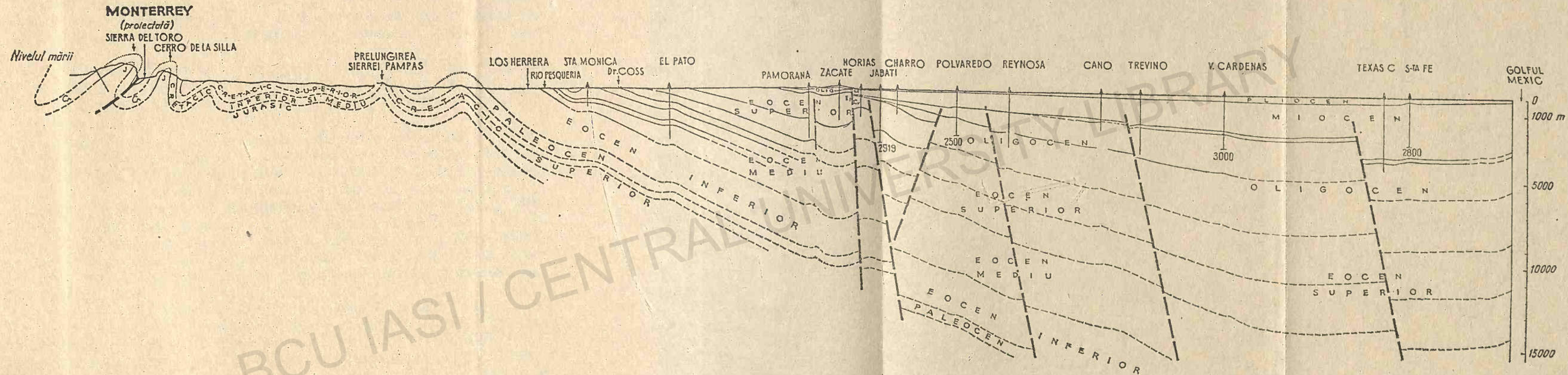


Fig. 230. Secțiune transversală prin Depresiunea Burgos.

În afară de structurile din fișa litoralului Golfului Mexic, mai există structuri legate de domuri de sare adânc îngropate, grupate în zone de acumulare de petrol și gaze, pe marginile Depresiunii Tyler, ale zonei Rio Grande și ale părții de sud-est a zonei golfului Mississippian.

Depresiunea Burgos. Această depresiune (fig. 230 și 231), cunoscută și sub numele de regiunea petroliferă de nord est a Mexicului, se situează în partea de nord a marginii de vest a Bazinului Golfului Mexic. Structurile din această depresiune, legate de brachianticlinale, formează mai multe zone de acumulare.

Obiectele de exploatare ale zăcămintelor de tip stratiform boltite în zonele de boltă și stratiforme ecranate litologic pe flancurile brachianticlinalelor sînt formate de nisipurile Oligocenului și într-o măsură mai mică de nisipurile Eocenului și Miocenului (tabelul 131).

Depresiunea Tampico-Tuxpan. Această depresiune, cunoscută și sub numele de regiunea Tampico-Tuxpan, se situează în partea de mijloc a marginii de vest a Bazinului Golfului Mexic, fiind încadrată la nord de Depresiunea Burgos, iar la sud de Depresiunea Veracruz (fig. 232). În această depresiune, în care au fost descoperite pînă în prezent cele mai multe structuri petrolifere ale Mexicului, obiectul principal al exploatării îl formează calcarele Cretacicului (Albian-Cenomanian) și anume cele ale formațiunilor Tamaulipas, El Abra și Tamabra. O importanță mai mică din punctul de vedere al capacității petrolifere o au calcarele Jurasicului superior și gresiile Terțiarului (tabelul 132).

În partea de nord a regiunii Tampico-Tuxpan, cunoscută sub numele de Ebano-Pánuco, se găsește o grupă de structuri bine productive, care produc din calcarele formațiunii Tamaulipas și sînt legate de complicațiile locale ale scufundării sudice a mării ridicări platformice Tamaulipas (v. fig. 233).

Partea de mijloc a regiunii este cunoscută sub numele de Tuxpan și aici este bogata zonă de acumulare de petrol și gaze „Centura de aur” (Faja de Oro, Golden Lane sau Knife Edge), legată de o ridicare îngropată, întinsă și îngustă de calcare recifale de vîrstă cretacică. Pe această zonă, o serie de proeminente structurale și de eroziune, formînd un lanț, conțin zăcămintele masive în calcarele formațiunii El Abra. Unele din aceste proeminente sînt faliatate și străpunse de intruziuni eruptive.

La vest și est de „centura de aur”, în imediata apropiere, se întind două zone de calcare recifale, de care sînt legate cîteva structuri. În zona de vest, unde sînt productive calcarele Tamabra, este marea structură Poza Rica. În regiunea Tampico-Tuxpan, în afară de Cretacic s-a dovedit productiv Terțiarul, prin Paleocen, Eocen, Oligocen și Miocen (v. fig. 234.)

Depresiunea Veracruz. În Depresiunea Veracruz, cunoscută și sub numele de Bazinul Veracruz, situată în partea de sud a marginii de vest a bazinului Golfului Mexic, au fost puse în evidență o serie de zone de acumulare de petrol și gaze (v. fig. 236), legate de cîtele anticlinale frontale ale Sierrei Madre Oriental. Zăcămintele din aceste zone au ca obiecte de exploatare calcarele formațiunii Escamela (Albian-Santonian) și Méndez (Campanian-Maastrichtian).

Tabelul 130

Profilul stratigrafic sumar al Terțiarului din Depresiunea Burgos

Seria	Formațiunea	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic		Grosimea m
Pleistocen	Formațiunea Lissie și Beaumont	Depozite de riuri și de delte, formate din pietrișuri, nisipuri cu stratificație încrucișată și argile.		300
Pliocen	Formațiunea Goliad	Nisipuri, pietrișuri și argile.		15—30
Miocen	Formațiunea Lagarto Formațiunea Oakville	Pietrișuri. Nisipuri, pietrișuri și argile		20— 1 800
Oligocen	Formațiunea Catahoula	Șisturi verzui și tufuri fine, cenușii, verzui.		80—120
	Formațiunea Anáhuac	Șisturi cafenii roșcate și nisipuri fine cenușii cu trei zone micropaleontologice: zona cu Marginulina, Zona cu Heterostegina și Zona cu Discorbis.		150—160
	Conglomeratele de Norma	Conglomerate		75—160
	Formațiunea Frio	Șisturi cenușii verzui cu foarte multe foraminifere; șisturi cafenii-roșcate, anhidrite și lentile de nisipuri fine și grosiere.		700— 4 000
	Formațiunea Vicksburg	Argile și nisipuri cu intercalații de tufuri.		1 000
	Formațiunea Jackson	Orizontul Whitsett, Orizontul Mc. Elroy Orizontul Caddell	Nisipuri și nisipuri argiloase, cu grăunți de pirită. Argile și tufuri. Argile cu intercalații de lignit.	Peste 900 500 200
Eocen	Formațiunea Yegua	Argile cenușii și verzi cu intercalații de șisturi cărbunoase.		100— 1 000
	Formațiunea Cook Mountain	Nisipuri cenușii cu grăunți de glauconit cu intercalații de argile cafenii.		250— 1 000
	Formațiunea Mount Selman	Orizontul sup. Weches Orizontul mediu Quenn City Orizontul inf. Recklaw		250— 1 200
	Formațiunea Carrizo	Nisipuri fine cu intercalații de argile.		300—800
	Formațiunea Wilcox	Alternanță de gresii și nisipuri argiloase; rare intercalații de nisipuri micafere cu stratificație încrucișată		800— 1 300
Paleocen	Formațiunea Midway	Gresii, calcare și bancuri groase de nisipuri, la partea inferioară nisipuri cu glauconit.		400— 1 000
	Formațiunea Velasco	Marnă și gresii cenușii albastrii cu intercalații de gresii.		250—800

Tabelul 131

Structurile din Depresiunea Burgos

Structura	Anul desco- peririi	Obiectele de exploatare										
		Eocen						Oligocen			Miocen	
		Wilcox	Carrizo	Mount Selman	Cook Moun- tain	Yegua	Jackson	Vick- sburg	Frio	Anahuac	Oak ville	La- gar- to
La Presa	1931		+	+								
Rancherías	1933					+	+					
Lajitas	1934		+	+								
Laredo	1937		+	+								
Mision	1945											
Camargo	1948							+				
Reynosa	1948							+				
Valadecees	1948								+		+	
Francisco Cano	1948						+					
Brasil	1949								+	+	+	
Monterrey	1950								+			
Trevino	1951								+			
Lomitas	1951								+			
Mexicano	1952							+				
Rio Bravo	1953								+			
Chapul	1953								+			
Zacate	1953								+			
18 de Marzo	1953						+					
Villa Cardenas	1954										+	
Cabeza	1954					+	+		+			
Presita	1954											
Canon	1955								+			
El Pato	1955			+					+			
Berrendo	1955								+			
Guillermo Prieto	1956								+			
Azucar	1956			+							+	
Culebra	1956				+							
Garza 1)	1957											
Torreallas	1957											
Sta. Getrudis Sud	1957								+			
Santa Anita	1958			+			+					
Santo Domingo	1958								+			
Penalva	1959	+										
Comitas	1959						+					
Benavides	1960	+										
Palito Blanco	1960											
Mier	1961			+					+			
Huizache	1962											
Los Arcos	1962	+							+			
Cadena 1)	1962											
Pamorana	1963					+						
Palmito	1963					+						
Rodeo	1963	+										
Quintrín	1964	+										
Cuatro Milpas	1964	+										
Lobo	1964			+								
San Luis	1964											
Salitrillo	1964	+							+			
Primavera	1964	+										
Jacalito	1964											
Nutria	1965							+				
Polvareda	1965								+			
La Cruz	1965								+			
Picadillo	1965	+							+		+	
Piedras	1965					+						
San Bernardo	1965			+								
Orozco	1965											
Sta. Rosalfa ²⁾	1965							+				
Sierrite	1965					+						

1) produce din Cretacic.

2) produce din Paleocen.

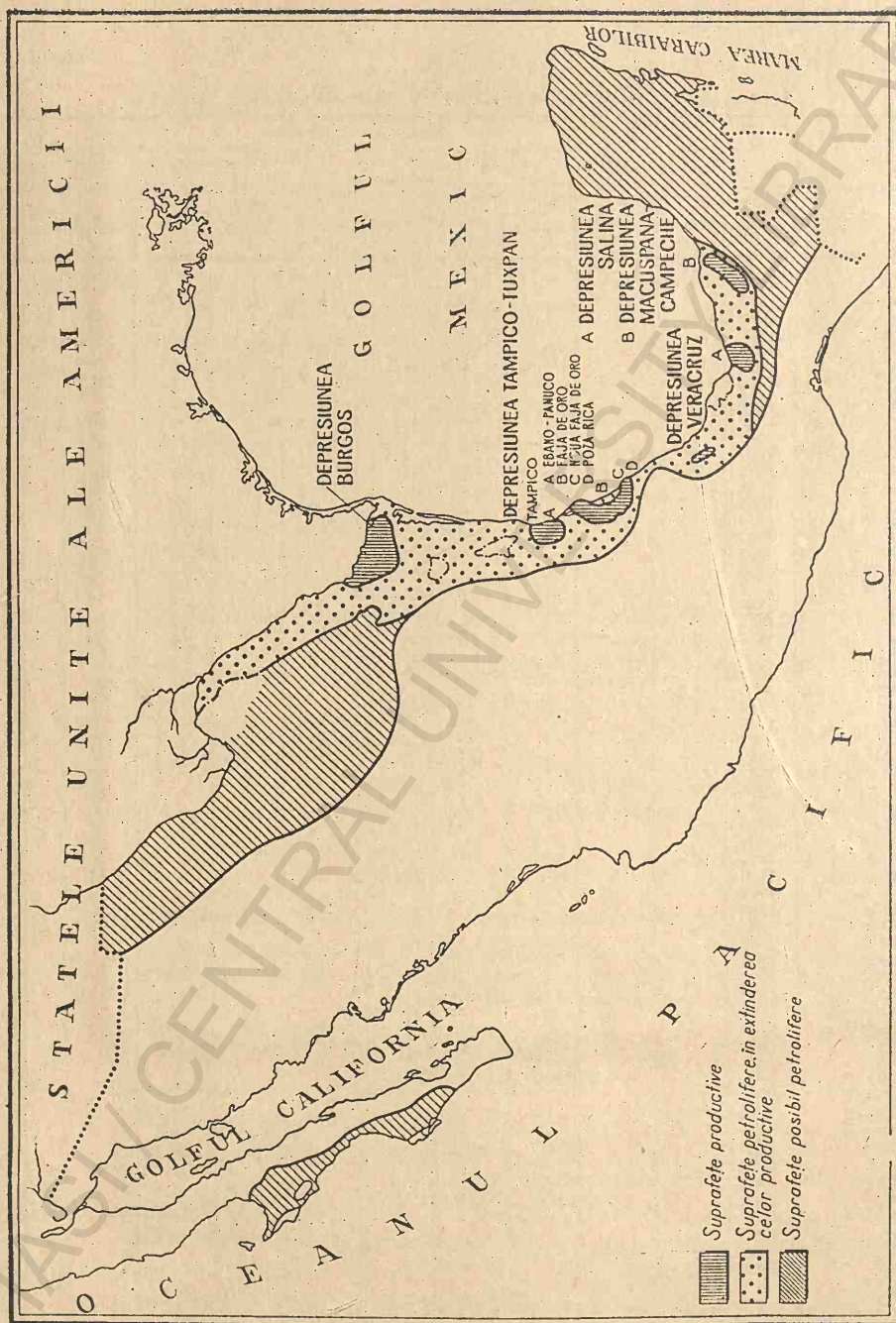


Fig. 232. Depresiunile Bazinului Golfului Mexic din limitele Mexicului.

Tabelul 132

Profilul stratigrafic sumar al Depresiunii Tampico-Tuxpan

Sistem, serie	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Pleisto- Pliocen		Depozite aluvionare și piroclastice	
Miocen	Inferior	<i>Formațiunea Encanto</i> : argile plastice și argile cenușii mai mult sau sau mai puțin nisipoase.	90—300
		<i>Formațiunea Tuxpan</i> : nisipuri, calcare.	150—2 820
Oligocen	Superior	<i>Formațiunea Escolin</i> : marne cenușii și calcare, local conglomerate și calcare coraligene	90—300
		<i>Formațiunea Coatzinila</i> : șisturi și marne cenușii în alternanță cu marne nisipoase	150—450
	Mediu	<i>Formațiunea Mesón</i> : nisipuri roșii, intercalații subțiri de calcare. Șisturi și marne nisipoase cenușii albastrii cu intercalații de nisipuri	90—750
		<i>Formațiunea Alazán</i> : marne și șisturi cenușii albastrii cu intercalații de argile nisipoase	80—600
	Inferior	<i>Formațiunea Palma Real superior</i> : alternanță de nisipuri cuarțitice, șisturi și marne cenușii	80—520
		<i>Formațiunea Palma Real inferior</i> : argile și nisipuri, marne cenușii cu intercalații de nisipuri cenușii (Poza Rica, Faja de Oro)	15—370
		<i>Formațiunea Horcones</i> : alternanță de nisipuri cuarțitice, șisturi și marne cenușii	30—450
Eocen	Superior	<i>Formațiunea Tantoyuca</i> : nisipuri, conglome- rate și intercalații de marne nisipoase	400
		<i>Formațiunea Chapopote</i> : marne cenușii-verzui cu intercalații de bentonite	
	Mediu	<i>Formațiunea Guayabal</i> : șisturi cenușii-cafenii cu intercalații de nisipuri fine	100—1 200
	Inferior	<i>Formațiunea Argón</i> : șisturi cenușii. În bază bentonite	20—325
		<i>Formațiunea Chicontepec superior</i> : nisipuri și marne nisipoase cenușii	5—10
		<i>Formațiunea Chicontepec mediu</i> : alternanță de nisipuri și șisturi compacte cenușii	40—200

Tabelul 132 (continuare)

Sistem, serie	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Paleocen		<i>Formațiunea Chicontepec inferior</i> : alternanță de nisipuri, șisturi și marne. În bază, nisipuri fine, șisturi și intercalații lenticulare de conglomerate	220—900
		<i>Formațiunea Velasco</i> : marne și șisturi cenușii	60—350
Cretacic	Superior	<i>Formațiunea Méndez</i> (Campanian-Maastrichtian) : marne cenușii, albastrii	60—350
		<i>Formațiunea San Felipe</i> : calcare compacte, parțial argiloase	80—250
		<i>Formațiunea Agua Nueva</i> (Turonian) : calcare cenușii, parțial argiloase, cu intercalații de șisturi negricioase bituminoase	120—180
		<i>Formațiunea El Abra</i> : — sup : calcare cavernoase, cenușii albastrii cu miliolide; — inf : calcare cavernoase, cenușii-albicioase cu rudiști	705—2 537
	Mediu	<i>Calcarul de Tamabra</i> (Albian-Cenomanian) : — sup : calcare criptocristaline compacte, cu nodule de silex; — inf : calcare dolomitice	120—180
		<i>Formațiunea Tamaulipas</i> (Albian-Cenomanian) : — sup : calcare compacte; — inf : calcare	60—200
	Inferior	<i>Formațiunea Otates</i> (Apțian) : argile și șisturi cenușii	6—20
		<i>Formațiunea Tamaulipas inf.</i> (Neocomian-Apțian) : calcare fine, compacte	50—400
Jurasic	Portlandian	<i>Formațiunea Pimienta</i> : calcare compacte cenușii	150—250
	Kimmeridgian	<i>Formațiunea Tamán</i> : calcare cenușii negricioase, calcare oolitice cenușii	250—300
	Oxfordian sup. (Argovian)	Nisipuri, șisturi, conglomerate	120
	Oxfordian inf. (Diversian)	<i>Formațiunea Huizachal</i> : nisipuri cuarțitice fine, conglomerate și șisturi	110—1 000
Triasic		Șisturi verzui, cenușii, negricioase	400



Fig. 233. Structurile din Depresiunea Tampico care produc din Cretacic.



Fig. 234. Structuri din Depresiunea Tampico care produc din Terțiar.

În această depresiune, sînt trei regiuni cu zăcăminte de petrol, de la nord la sud: Jalapa-Tezuitlean, Cordoba și del Popaloapan. Obiectele de exploatare ale zăcămintelor de petrol din aceste regiuni sînt legate de colectori ai Cretacului și Terțiarului și cele mai importante zăcăminte sînt situate în regiunea del Popaloapan.

Depresiunea Salina. O altă regiune petroliferă este Depresiunea Salina, despărțită prin proeminența îngropată Jalpa, de partea de est, cunoscută sub numele de depresiunea sau bazinul Macuspana-Campeche. Depresiunea Salina se prezintă ca o fișie ce ocupă partea de vest a zonei de nord a Istmului Tehuantepec, de pe marginea de sud a Bazinului Golfului Mexic.

Cele mai multe structuri din Depresiunea Salina (v.fig.238) sînt legate de domuri de sare. În afară de zăcămintele stratiforme boltite situate deasupra masivelor de sare se mai întîlnesc și zăcăminte delimitate litologic. Ca exemplu de structură cu zăcămintă boltite situate deasupra masivelor de sare se poate cita marea structură El Plan. În Depresiunea Salina, sub Oligocen este formațiunea cu sare, căreia i se atribuie vîrsta Jurasic (Permian?). Obiectele principale de exploatare din Depresiunea Salina sînt gresiile masive Encanto, gresiile formațiunilor Conception inferior și superior, precum și Oligocenul (tabelul 135).

Depresiunea Macuspana-Campeche este mai puțin studiată. În ea se presupune existența domurilor de sare. În cuprinsul depresiunii sînt cunoscute cîteva structuri legate de brachianticlinale compartimentate, în care obiec-



Fig. 236. Structurile din Depresiunea Veracruz.

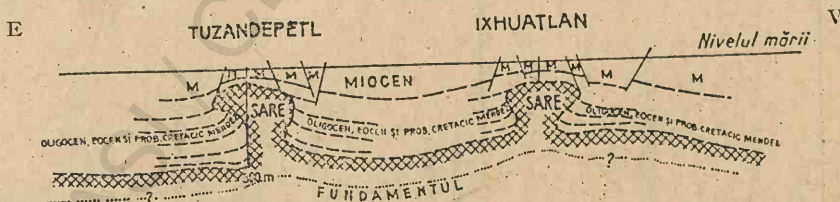


Fig. 237. Secțiune geologică în partea de est a Depresiunii Salina, prin domurile de sare Tuzandepetl și Ixhuatlan.

Year	Location	Production Type
1965	Esturión	
1965	Chicontepec	
	Faja de Oro	
1908	San Diego	
1909	Juan Casiano (Chinampa)	
1910	Potrero del Llano	
1912	Alazán	
1913	Alamo	
1913	Naranjos	
1915	Tepetate	
1916	Cerro Azul	
1916	Juan Felipe	
1918	Chicancillo-San Miguel	
1918	Chinampa Sud	
1920	Amatlán Sud	
1920	Zacamixtli	
1921	Tierra Blanca	
1921	San Geronimo	
1921	Cerro Vieja	
1921	Toteco	
1922	Chapopote Nunez	
1925	Paso Real	
1927	San Isidro	
1928	Jardín	
1949	Alazán (noua suprafață produs-tivă)	
1952	Cabo Rojo	
	Noua Faja de Oro	
1952	Ezequiel Ordóñez	
1952	Harcón	
1953	Xacolla	
1953	Ocoatepec	
1953	Mozutla	
1953	Santa Agueda	
1953	Galeana	
1954	Miguel Hidalgo	
1955	Allende	
1955	Guerrero	
1955	Acuatempa	
1955	Chichimantla	

Tabelul 133 (continuare)

Faja de Oro de Vest

Comales Jardín.

Tlacoahula

Moralillo

Tancoco

Tamatoco

Poza Rica

Furbero

Mecatepec

Poza Rica

Mecatepec

Escolin

Presidente Alemán

Coatzacoatlán

M. Avila Comacho

Unión y Progreso

Tajín

Chote

Nueva Progreso

Macarena

San Andrés

Mecatepec Nord

Hallazgo

Gran Morelos

Jiliapa

Miquetla

Paso de Oro

Caballal

Pital y Mozutla

Soledad

Zapotallito

Mesa Chica

Cezuela

Amixtlán

Huicuanula

Mina

X* Productive în apropierea zonei de ecranare formată de rocile eruptive.

Profilul stratigrafic sumar al Mezozoicului și Terțiarului din Depresiunea Salina

Era	Sistem, Serie	Etaș	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Terțiar	Pleistocen		Aluviuni, nisipuri de plaje și depozite de riu	2—40
	Pliocen		Seria Acalapa : conglomerate, nisipuri și argile	150
	Miocen	Superior	Cedral : argile, nisipuri și pietrișuri	150
			Agueguexquite : nisipuri, șisturi	500
		Mediu	Paraje Solo : nisipuri de apă dulce și sălcie, șisturi și nisipuri	600
			Filisola : nisipuri	400
		Inferior	Concepción sup : șisturi și nisipuri	250
			Concepcion inf. : șisturi și nisipuri	300
			Encanto : șisturi și nisipuri	500—800
	Oligocen		Depósito : șisturi, nisipuri și tufuri	2 000
			Conglomeratele de Nanchital (local)	500
			La Laja : șisturi, marne, nisipuri și tufuri	1 400
	Eocen		Șisturi argiloase	150
			Conglomeratele de Uzpanapa	500—900
Mezozoic	Cretacic	Superior	Méndez : marne	600—900
		Mediu	Calcarele de Sierra Madre Discordanță locală	1 600
		Inferior	Calcarul de Chinameca : strate subțiri de calcar bituminos	300
	Jurasic	Portlandian Kimmeridgian		
	Triasic	Oxfordian Diversian	Formațiunea Salina : conglomerate și nisipuri	Peste 900

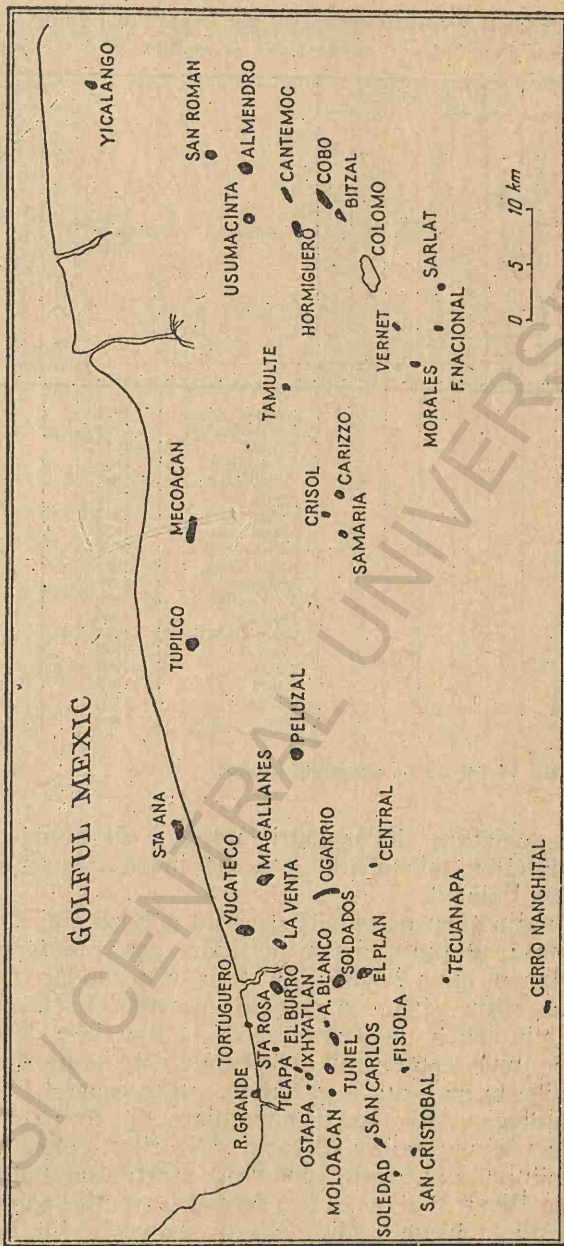


Fig. 238. Structurile petrolifere din depresiunile Salina și Macuspana.

Tabelul 135

Structurile petrolifere-gazeifere din Depresiunea Salina
(după Luis Benavides G; completată și modificată de C. Beca)

Structuri	Anul descoperirii	Obiecte de exploatare						Structuri	Anul descoperirii	Obiecte de exploatare					
		Sierra Madre (calcare cretacee)	Deposito (Oligocen sup.)	Encanto (Miocen inf.)	Concepcion inf. (Miocen inf.)	Concepcion sup. (Miocen inf.)	Paraje Solo (Miocen mediu)			Cedral (Miocen sup.)	Sierra Madre (calcare cretacee)	Deposito (Oligocen sup.)	Encanto (Miocen inf.)	Concepcion inf. Miocen inf.)	Concepcion sup. (Mioc, inf.)
Sanscristobal*	1905							Arroyo Blanco	1952			x			
Soledad*	1910							Los Soldados	1953			x			
Tecuanapa*	1910							Ostapa	1953		x			x	
Ixhuatlan	1911			x				La Venta	1954			x			
San Carlos*	1921			x				Tacuilotlapa	1955			x			
Filisola	1923			x				Agata	1956			x			
Teapa*	1927			x				Oggario	1957			x			
Nuevo Teapa	1927			x				Magallanes	1958			x			
Tonala	1928			x	x		x	Santa Ana	1959			x			
El Burro	1931			x	x	x		Santa Rosa	1959			x			
El Plan	1931			x	x	x		Yucateco	1960			x			
Cuichapa	1935			x				La Central	1960						x
Acalapa	1947			x				Hoteapa	1960			x			
Moloacán	1948			x				Cerro Nachitlal	1960	x					
Tortuguero*	1950		x	x				Peluzal	1962			x			x
Concepcion*	1951			x				Tunel	1962			x			
Rabon Grande	1951			x				Panal	1965			x			
					x			Otates	1965			x			
								Arreyo Preto	1966			x			

*) Structuri abandonate. Primele trei au produs din cap-rock.

tele principale de exploatare sînt nisipurile miocene ale formațiunilor Amate superior și Amate inferior (tabelul 136). Cea mai mare structură din această depresiune este José Colomo.

În depresiunile din zona marginală de nord a Bazinului Golfului Mexic, Fort Wors și Marietta, umplute în cea mai mare parte cu depozite carbonifere ce ating o grosime de circa 2 500 m, sînt zone de acumulare formate dintr-o serie de ridicări, al căror soclu, în general, aparține creștelor îngropate de granit. Structurile din zonele de acumulare de pe marginea de est a ridicării Bend sînt legate de unele complicații structurale care se prezintă sub formă de terase. Structurile, în majoritate gazeifere, au în general zăcăminte stratiforme ecranate litologic. Alte zone de acumulare sînt formate din ridicările locale de pe extinderea scufundării de est a ridicărilor regionale Muenster și Criner Hills. Zăcămintele din aceste zone sînt stratiforme boltite.

În Depresiunea Black Warrior sînt o serie de structuri gazeifere din care se exploatează gresiile Carboniferului. Aceste structuri sînt legate de mici anticlinale situate pe extinderea de sud-vest a marii zone anticlinale Nash-

Tabelul 136

Structurile din Depresiunea Macuspana-Campeche (Mexic) (după lui Benavides G, completată de C. Beca)

Structurile	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare												Pliocen	Pleistocen
		Eocen			Oligocen		Miocen								
		Inferior	Mediu	Superior	Inferior	Superior	Inferior		Mediu		Superior				
		Argile Candelaria	Argile Chimalpa și Conglomerate	Calcare Chimal	Argile Misopa	Calcare Macuspana	Amate inferior	Amate superior	Ecajonado	Zargazal	Belem inferior	Belem superior			
Caimba *)	1909		+												
Sarlat	1948						+								
Fortuna Nacional	1949						+	+							
Xicalango	1950							+							
José Colomo	1951							+							
Cantemec	1954							+							
Vernet	1953							+							
Morales	1954							+		+					
Bitzal	1955							+							
Mecoacán	1958									+					
Tupilco	1959							+							
Hormiguero	1959							+							
Cobo	1959														
Samaria	1960									+					
Tamulté	1960								+						
Crisol	1961							+		+					
Almendro	1962							+	+						
Usumacinta	1962							+							
San Román	1962							+							
Zaragoza	1965							+							
Boca del Toro	1966							+							
El Trompa	1966							+							

*) Abandonată în 1909

ville. Gresiile Carboniferului mai sînt exploatate și pe structurile din depresiunea văii Arkansas, unde acestea formează mai multe zone de acumulare.

În Peninsula Florida adică pe marginea de est a Bazinului Golfului Mexic, în urma unei intense activități de prospectare și de explorare, începută încă înainte de anul 1920, a fost descoperită, în anul 1943, în partea de sud a peninsulei, structura Sunniland, din care prin sonde de peste 3 400 m adîncime se exploatează zăcăminte din Cretacicul inferior, ai cărui colectori sînt formați de calcarele organogene ale etajului Glen Rose. Rezultatele explorărilor efectuate după descoperirea acestei structuri nu au fost încurajatoare.

IX. Bazinele petrolifere-gazeifere din America Centrală și America de Sud

Scurt istoric al dezvoltării exploatării. *Tipuri de bazine.* Exploatarea primitivă a asfaltului și a petrolului în țările Americii Centrale și ale Americii de Sud datează din timpuri străvechi. Exploatarea industrială a început în 1890 în Peru, în zona de litoral a Oceanului Pacific, în partea de sud a Bazinului Guayaquil. În 1907, în rândul țărilor producătoare de petrol a intrat Argentina. În această țară, exploatarea a început în partea de est a țării, în regiunea Comodoro Rivadavia, din Bazinul Patagoniei. În 1908 a început exploatarea în Bazinul Venezuela de est, în partea de sud-vest a Insulei Trinidad. În 1914 au fost puse în producție primele sonde din partea de vest a Venezuelei, în statul Falcon, situat în Bazinul Maracaibo. Primele rezultate însemnate de producție din Venezuela s-au obținut în 1917, pe structura La Rosa, de pe litoralul estic al Lacului Maracaibo. În același an a început exploatarea în Bazinul Neuquen din vestul Argentinei, precum și în Ecuador, în partea de nord a Bazinului Guayaquil.

Începînd din anul 1922, a luat o mare dezvoltare exploatarea în Venezuela, în special în zona Bolivar și în Bazinul Venezuelei de est, unde în anul 1928, au intrat în producție, cu debite mari, primele sonde de pe structura Quiriquire.

Începînd din anul 1920 a început să ia dezvoltare exploatarea în Bazinul Colombian (Columbia).

Dintre vechile țări producătoare de petrol, în care creșterea producției se face pe seama suprafețelor noi, se remarcă Argentina și Peru. În cea dintîi, în Bazinul Pre-Andin central, din vestul țării, a început exploatarea în regiunea Salta, iar în 1934, în Bazinul Mendoza, în regiunea cu același nume. În Peru, între anii 1927 și 1957, s-a exploatat o structură mai puțin importantă în Bazinul Titicaca. În anul 1937 s-au obținut primele debite industriale de petrol de la sondele din bazinul Cursului superior al Amazonului, după care la numărul țărilor producătoare de petrol s-au mai adăugat Bolivia și Brazilia. În Bolivia, exploatarea a început în anul 1927, în Bazinul Pre-Andin central, în zona direct alăturată regiunii Salta, iar în 1939 a început extracția în nord-estul Braziliei, în regiunea Bahia.

În perioada 1945—1948, a început exploatarea, destul de intensă, a mai multor structuri mici în Chile, în regiunea Țării de Foc, situată în Bazinul Pre-Andin de sud, care se întinde și în Argentina, în sudul căreia, legat de acest bazin, este o regiune petroliferă.

În anul 1950, la țările producătoare de petrol s-au mai adăugat Cuba, cu toate că producția dată de această țară este încă mică. Tot în același timp ia o mare dezvoltare exploatarea în Columbia, în două noi regiuni: una situat pe marginea sud-vestică a Bazinului Maracaibo și una în bazinul Cursului superior al Amazonului.

De mare importanță au fost rezultatele din 1959—1960 când în nordul Braziliei au fost descoperite bogate zăcămintele de petrol în depozitele paleogene din partea centrală a marelui bazin al Cursului inferior al Amazonului și în depozitele cretacice din nord-estul Braziliei, în Bazinul Sergipe Alagoas. O creștere simțitoare a extracției în regiunile petrolifere vechi a avut loc în Venezuela, în zona Bolivar.

În o serie de alte țări, din America Centrală, în care pînă în prezent n-au fost descoperite zăcămintele de hidrocarburi, s-a desfășurat o activitate de prospecțiune și explorare stadiul actual al acestor lucrări este prezentat într-o formă succintă în cele ce urmează.

Guatemala. În urma prospecțiunilor geologice, seismice și gravimetrice, în anul 1957 s-a forat, în partea de sud-est a țării, sonda 1 Castillo Armas, care n-a întîlnit nici o indicație de petrol sau de gaze și a fost abandonată la 1 800 m. După acest rezultat negativ a avut loc o intensă activitate de explorare. Astfel pe anticlinalul Livingston, la nord vest de Puerto Barrios, s-a forat sonda 1 Livingston, care nu a întîlnit nici un fel de indicații de hidrocarburi, fiind abandonată la 2 800 m.

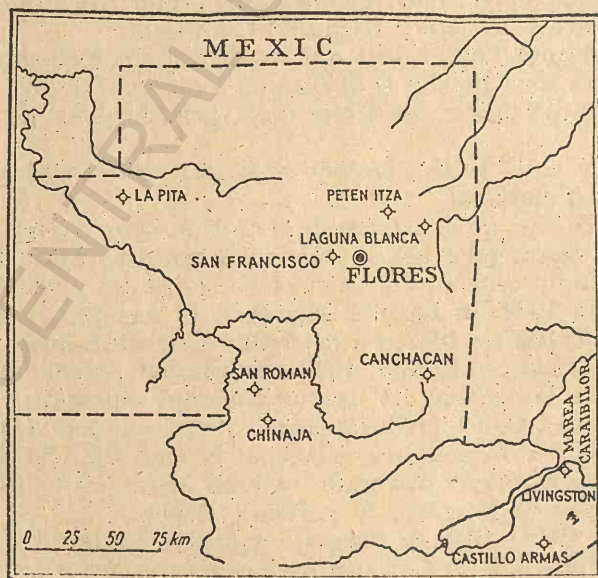


Fig. 239. Foraje de explorare în Guatemala.

În partea centrală a Guatemalei, pe ridicarea La Libertad, unde apare la suprafață Cretacicul, s-a forat sonda 1 San Francisco, care a întâlnit numai indicații de petrol, asfalt, H_2S și apă sărată și a fost abandonată. La est de această sondă s-a forat sonda 1 Laguna Blanca, amplasată pe Terțiar, probabil pe calcarele paleogene, care a traversat o parte din depozitele Mezozoicului, pentru că să întâlnească fundamentul la adâncimea de 1 320 m, unde a fost abandonată.

În Mezozoic au fost întâlnite slabe indicații de petrol și gaze. În partea de sud-est, în regiunea Sarstun, amplasată pe calcarele Cretacicului superior care apar pe anticlinalul Chinaja, s-a forat sonda 1 Chinaja, care a întâlnit numai slabe urme de petrol și gaze și a fost abandonată la adâncimea de 3 600 m. La nord-vest de aceasta, s-a forat sonda 1 San Roman, care a traversat aceeași succesiune de strate mezozoice ca și sonda 1 Chinaja, întâlnind numai slabe indicații de petrol și gaze, din care motiv a fost abandonată la 2 500 m. Fără rezultate au fost și alte sonde săpate ulterior: sonda 1 La Pita, situată în partea de nord-vest a ridicării La Libertad, abandonată la 3 221 m, sonda 1 Canchacan, din estul acestei ridicări, care a întâlnit numai slabe indicații de hidrocarburi în Mezozoic și a fost oprită în formațiunea Macal (Permian-Carbonifer), la adâncimea de 1 220 m; sonda 1 Petén. Itza, la nord de Flores, abandonată la adâncimea finală de 3 000 m.

Până în prezent, cu toate că s-au forat sonde în partea centrală de vest și est a Guatemalei și n-a fost pus în evidență nici un zăcămint de hidrocarburi, prospecțiunile și explorările continuă.

Hondurasul Britanic. Activitatea de explorare a fost destul de intensă și în Hondurasul Britanic (fig. 240). În sud, lângă Punta Gorda, pe anticlinalul cu același nume, s-a forat sonda 1 Punta Gorda, care a rămas în calcarele Cretacicului superior și a întâlnit numai slabe urme de petrol, până la adâncimea finală de 3 580 m. La nord-vest de acest foraj, sonda 1 Machaca a dat de asemenea numai slabe indicații de petrol până la adâncimea finală de 2 555 m. Fără nici un rezultat s-au mai forat sonde la vest de Stann Creek, la Coco Plum Cay (adîn-

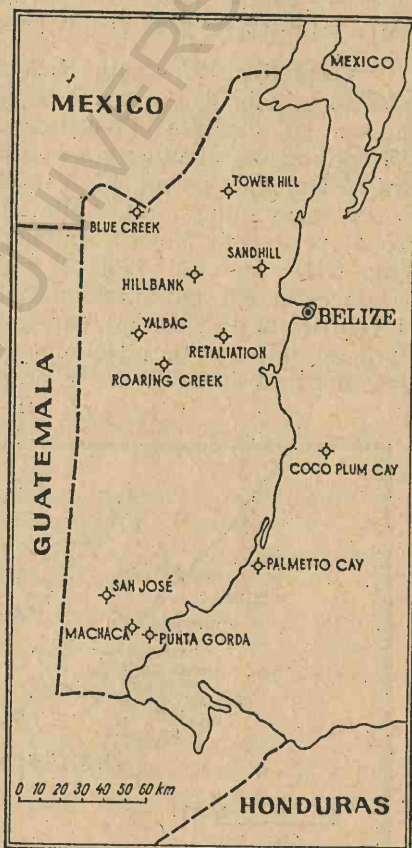


Fig. 240. Foraje de explorare în Hondurasul Britanic.

cime finală la 3 300 m), la vest de Belize, la Roaring Creek (887 m), Yalbac (3 000 m), Retaliation (1 264 m), cât și la nord-vest de Belize la: Sandhill (1 680 m), Hillbank (2 183 m), Blue Creek (3 505 m), Tower Hill (2 432 m).

San Salvador. Întinderea mare a suprafețelor ocupate de roci eruptive au descurajat explorările pe teritoriul acestui stat.

Honduras. Activitatea de prospecțiuni în această țară a crescut foarte mult după 1962. Astfel, dacă în anul 1961 volumul prospecțiunilor era redus la numai trei luni/echipă prospecțiuni seismice terestre, în 1962 volumul acestor lucrări a ajuns la 38 luni/echipă, fiind efectuate prospecțiuni geologice, seismice (terestre și marine), gravimetrice și magnetometrice.

Nicaragua. Pe teritoriul acestui stat s-au executat foraje la Cayos Miskiotti la est de Punta Gorda și la nord est de Puerto Cabezas. S-au întâlnit numai slabe indicații de gaze la adâncime de 3 600 m. Sondele au fost abandonate.

Costa Rica. În Costa Rica activitatea de explorare se desfășoară mai ales în provinciile Limon și Guanacaste. Forajele executate pînă în prezent nu au dat rezultate. Pe anticlinalul Victoria din provincia Limon, sonda 1 Victoria a fost abandonată la adâncimea de 3 480 m fără să întâlnească nici un zăcămint de petrol. Fără rezultate s-au mai forat sonde în partea de sud a provinciei Limon, la Cahuita, Uscari, Bris, Cocolos și la nord-est de această zonă, pe coasta Mării Caraibilor, la Limon, Porvenir, Hone Creek, Patiño (fig. 241). În anul 1960, la sud-vest de orașul Siquirres, s-a forat sonda 1 El Tigre, care a fost abandonată la adâncimea de 3 060 m, în Eocen, și sonda 1 Telire (vest de Suretka), care a atins adâncimea finală de 2 673 m, în Miocen, fără rezultate, ca de altfel și sonda 1 Watsi, care a fost oprită în Oligocen, la adâncimea de 2 689 m. În prezent, continuă lucrările de prospecțiuni geologice și seismice în provincia Limon.

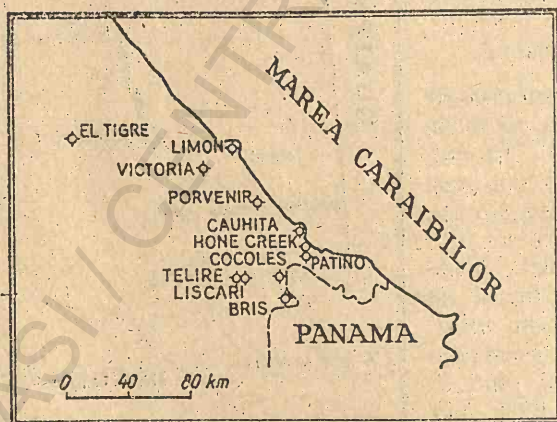


Fig. 241. Forajele de explorare din Costa Rica.

Panama. În Panama, sondele forate în zona de coastă a Mării Caraibilor (sonda 1 Almirante) sau în larg (sonda 1 Anita Bay) au fost abandonate fără rezultat. Din aceleași motive au fost abandonate și sondele: El Real — care la 540 m a rămas în argilele Oligocenului superior; Yorkin — care a traversat Miocenul și a întâlnit urme de petrol, și gaze în calcarele Uscari ale Oligocenului superior, atingînd adâncimea finală

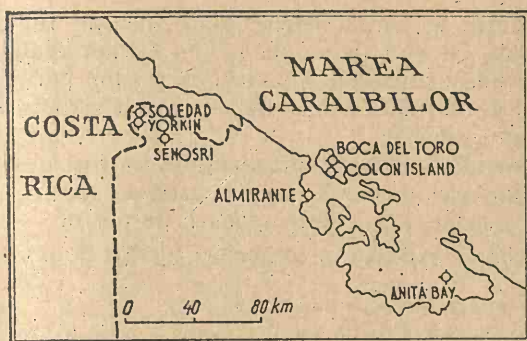


Fig. 242. Forajele de explorare din Panama.



Fig. 243. Forajele de explorare în Jamaica.



Fig. 244. Foraj de explorare în Insulele Bahama.

de 1 688 m; Rancho Ahogado — care a fost forată pînă la 1 065 m, rămînînd în Oligocenul inferior.

Tot fără rezultate au fost și sondele forate în ultimii ani la Soledad, Sensori și Garachiné.

Haiti. Activitatea de prospecțiuni și explorări în Haiti a fost restrînsă. În intervalul 1955—1956, pe Insula Gonave s-au forat 3 sonde, care s-au dovedit sterile. Tot sterilă a fost și sonda de la Cul de Sac, est de Port au Prince, care a fost abandonată la adîncimea de 1 257 m.

Jamaica. Pînă în prezent în Jamaica nu s-a descoperit nici un zăcămint de petrol sau de gaze, numărul sondelor de explorare fiind de altfel destul de redus. Sonda forată la Santa Cruz a întîlnit fundamentul de 2 910 m fără rezultate, ca de altfel și cele forate la Cockpit și Vest Negril.

Puerto Rico. Pe coasta de sud a insulei, între Ponce și Santa Isabela, s-au forat trei sonde, adînci de circa 1 330 m și patru pe coasta de nord lîngă Arecibo, ceea ce a deschis perspectivele unor noi explorări pe coasta de nord a insulei.

Insulele Bahama. Pe bancul de la Cay Sal (fig. 244) s-a forat o sondă care a atins adîncimea finală de 6 502 m și care s-a dovedit fără rezultate.

Barbados. Prin forajul de executat la Gulf's Turner Hall, în anul 1954, s-au găsit gaze. Sonda 1 Springvale (la sud de sonda Gulf's Turner Hall), ca și sondele 1 Friendship din nordul insulei și 1 Adams Castle din partea de sud a insulei, au fost sterile. În anul 1966 au fost descoperite 3 structuri petrolifere și una de gaze în Eocenul inferior.

În afară de țările Americii Centrale, lucrări de prospecțiuni au fost efectuate în Guayana îndeosebi, în regiunea de coastă, unde s-au făcut și foraje structurale. În două dintre aceste foraje s-au întâlnit indicații de petrol.

În Surinam (Guayana Olandeză) se execută de asemenea lucrări de prospecțiuni.

În America Centrală se disting următoarele bazine intramontane: Bazinul Cuba de sud (157) și Bazinul Cuba de nord (156), Bazinul Haiti (158) și Bazinul litoral Caraib (159), de pe lângă istmul Panama.

În America de sud se disting 3 grupe de bazine:

I. Bazine de platformă:

1. Bazinele interne ale Platformei Braziliene, cu fundament precambrian: cursul inferior al Amazonului (169); Maranhão (170); Parana (177).

2. Bazinele de platformă litorale situate de-a lungul marginii de est a Platformei Braziliene, în apropiere de Oceanul Atlantic: Bahia (173); Litoral de nord-est (171); Sergipe Alagoas (172), Espirito-Santo Campos (174).

II. Bazine premontane, din care fac parte bazinele: Preandine la nord, centrale și de sud;

1. Bazinele Preandine de Nord; Venezuela de est (166) — Venezuela de vest; Columbia (165);

2. Bazinele Preandine centrale: cursul superior al Amazonului (168); Pre-Andin central (176).

3. Bazinele Preandine de sud: Mendoza (178); Neuquen (180); Patagoniei (181); Preandin de sud (182).

III. Bazine intramontane intra-andine, situate între lanțurile muntoase ale Anzilor:

1. Bazinele intramontane din nord-vestul Americii de Sud: Columbian (160); Maracaibo (161); Tacuyo (162); Tuy-Cariaco (163); Cauca (164).

2. Bazinele intramontane din centrul Americii de Sud: Titicaca (175); Valea longitudinală (179).

3. Bazinele de pe versantul de est al edificiului muntos al Anzilor, în zona litorală a Oceanului Pacific: Guayaquil (167).

În unele din aceste bazine nu s-au descoperit încă zăcămintele. O clasificare a principalelor bazine după structura și încadrarea lor este dată în tabelul 137, unde se menționează numai bazinele cele mai bine studiate și depozitele de care sînt legate acumulări de petrol și gaze.

Bazinele petrolifere-gazeifere din America Centrală și America de Sud (C. Becca)

Grupa de bazine	Subgrupa de bazine	Structura bazinelor	Încadrarea bazinelor	Exemple de bazine	Depozite care umplu bazinul			Depozitele de importanță subordonată (ca grosime)		Depozitele de care este legată capacitatea gazo-petroliferă		
					Paleozoic	Mezozoic	Neozoic	Mezozoic	Neozoic	Paleozoic	Mezozoic	Neozoic
De platformă	Cu fundament precambrian	Relativ simplă	Scoasă mai mult la suprafață	Parana (177)	+			+			+	
		Relativ complexă	În mare parte subacvatică	Bahia (173) Sergipe-Alagoas (172) Litoral de nord-est (171) Esp.-Santo-Campos (174)		++			++		++	
	Legate de depresiunile pre-montane ale edificiilor post-paleozoice	Relativ simplă	Scoasă mai mult la suprafață	Cursul inferior al Amazonului (169)	+	+			+			+
		Relativ complexă	În mare parte îngropată sau subacvatică	Neuquen (180) Patagonian (181) Preandin de sud (182)		++			++		++	
Pre-montane	Ale platformelor precambriene activate	Relativ simplă	În mare parte îngropată	Venezuela de est (166) Venezuela de vest (165) Cursul superior al Amazonului (168) Preandin central (176)	++	++	++	++		+	+	
		Relativ complexă	De suprafață	Mendoza (178)		+	+	+				
Intra-montane	Ale edificiilor activate post-paleozoice și ale geosinclinalelor actuale	Relativ simplă	Parțial subacvatică	Maracaibo (16) Cuba de sud și Cuba de nord (157, 156) Haiti (158) Litoral caraiib (159) Columbian (160) Tocuyo (162) Tuy Cariaco (164) Guayaquil (167)		+	+	+	+	+	+	+
		Relativ complexă	Parțial subacvatică			+						

87. Bazinele Cuba de sud și Cuba de nord

Bazinul Cuba de sud este situat pe litoralul de sud est, iar Bazinul Cuba de nord — pe litoralul de nord est al Republicii Cuba. Aceste bazine sînt separate de edificiul cutat Mezozoic-Terțiar al Cordiliei centrale a Cubei. Pînă în prezent, în mare măsură delimitarea acestor bazine este convențională.

Bazinul Cuba de sud (fig. 32-157) se deschide în Depresiunea Yucatan a Mării Caraibelor, sub apele căreia este cea mai mare și cea mai scufundată parte a bazinului.

Bazinul Cuba de nord (fig. 32-156) se deschide spre nord est în regiunea Strimtorii Bahama și a marelui banc Bahama, iar în vest, prin ridicarea îngropată a Peninsulei Florida și prin Bazinul Cay Sal, este delimitat de Bazinul Golfului Mexic.

În ambele bazine, peste fundamentul format de roci eruptive și metamorfice urmează depozite mezozoice, în care predomină cele cretacice, acoperite discordant de cele paleogene. În general, atît depozitele mezozoice cît și cele paleogene și miocene se caracterizează prin predominarea calcarelor, dar o mare răspîndire au și serpentinele, așa cum reiese și din tabelul 138.

Depozitele mezozoice și terțiare formează o serie de cute faliate. În urma prospecțiunilor făcute, au fost descoperite cîteva structuri petrolifere, în

Tabelul 138

Profilul stratigrafic sumar din bazinele cubane

Seria	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Miocen	Bancuri groase de calcare albe și cenușii poroase și cavernoase, în care uneori sînt intercalații groase de conglomerate. În părțile superioare ale seriei, uneori sînt gipsuri.	Pînă la 500
Paleogen	Marne albe și gălbui, calcare, nisipuri calcaroase, uneori cretă.	Pînă la 1 500
Cretacic superior	Calcare cristaline albastrii-cenușii, fisurate, marne, gresii și roci piroclastice.	300
	Calcare brecioase, pietrișuri serpentinite și tufuri fracturate.	250
	Calcare organogene albastrii cenușii cu diacaze de calcit, adeseori imbibate cu petrol.	900
Jurassic (?)	Calcare masive, albastrii cu numeroase indicații de petrol, uneori acoperite de conglomerate groase pînă la 60 m.	600

Fundamentul: roci eruptive și metamorfice

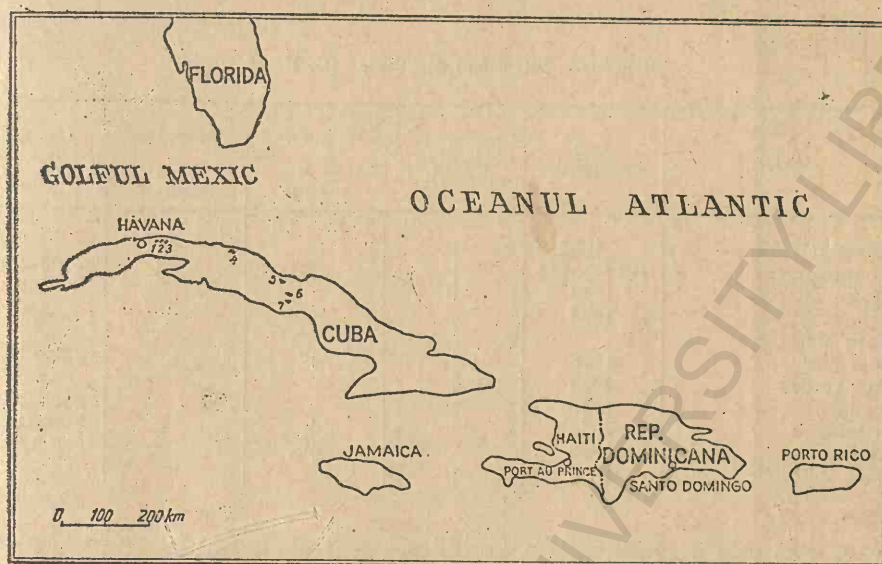


Fig. 245. Structurile petrolifere din Cuba:

1 — Santa Maria; 2 — Bacuranao-Cruz-Verde; 3 — Guanabo; 4 — Motembo; 5 — Jarahueca; 6 — Jatibonico; 7 — Catalina.

general, de mică importanță (fig. 245). Obiectul principal de exploatare îl formează serpentinele fisurate, care sînt în contact cu depozitele cretacice sau terțiare (structurile Matembo, Jarahueca, Bacuranao). Produc prin erupție sondele de pe structura Jatibonico, care au ca obiect de exploatare tufurile fisurate ale Cretacicului mediu și sondele de pe structura Catalina, unde se exploatează petrol din calcarele fisurate ale Cretacicului superior. În tabelul 139 sînt menționate structurile petrolifere din Cuba. Structurile menționate, descoperite prin prospecțiuni geologice sau prin prospecțiuni seismice, se situează în următoarele provincii ale Cubei: Las Villas (structurile Montembo și Jarahueca), Habana (Bacuranao-Cruz Verde, Santa Maria del Mar și Guanabo), Camagüey (Jatibonico și Catalina). Între anii 1956—1957, rezultate de producție, de mică importanță, s-au obținut prin sondele forate pe ridicarea Cristales, la est de Jatibonico, din Cretacicul superior, de la adîncimi de 600—1 000 m.

88. Bazinul Haiti (Azua)

Bazinul Haiti sau Azua se află în partea de sud est a Insulei Haiti, pe teritoriul Republicii Dominicane (v. fig. 32-158). Acest bazin este încadrat la nord est de edificiul cutat muntos Mezozoic-Terțiar al catenei Sierra de

Tabelul 139

Structurile petrolifere din Cuba (C. Beça)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare			Adîncimea medie a sonde- lor, m
		Serpentine (Cretacic superior)	Cretacic		
			superior	mediu	
Motembo	1885	+			366
Bacuranao	1914—1954	+			200—660
Jarahueca	1943	+			400
Jatibonico	1954			+	360
Santa Maria del Mar	1955	+	+		830—1900
Cruz Verde	1955	+			
Guanabo	1956				500—750
Cristales	1956		+		600—1000
Catalina	1956		+		2 370
Peñas Altas	1956	+			

Ocao, care este o ramificație a Cordiliei centrale a Insulei Haiti. În nord vest, bazinul se îngustează și este mărginit de o ridicare puternic tectonizată. În sud vest este încadrat de catena Lima de Martin Garcia, iar în sud est se deschide în Marea Caraibilor.

Grosimea generală a depozitelor sedimentare care umplu bazinul este de circa 8 000 m și în unele aflorimente au fost întâlnite manifestări de petrol și de gaze. Prin foraje, executate până la cca 1 000 m adâncime, au fost traversate formațiuni miocene și paleogene, care ar putea fi întâlnite până la adâncimi și mai mari. Aceste formațiuni, care apar la poalele catenelor Sierra de Ocoa și Lima de Martin Garcia și se afundă în bazin, sînt constituite atît din roci terigene cît și din roci carbonatate.

Prin prospecțiuni geologice au fost puse în evidență o serie de cute anticlinale și brachianticlinale. Slabe rezultate de producție s-au obținut din sondele forate pe brachianticlinalele Higüerito și Maleno, de pe marginea nord estică a bazinului. Pe aceste brachianticlinale, obiectul de exploatare l-au format lentilele de nisipuri din Miocenul inferior, întâlnit la adâncimi de 120—300 m. Alte sonde de explorare, dintre care unele forate până la adâncimi destul de mari, nu au avut rezultate. Astfel s-au forat sonde la Comendado, Cabritos Nol, în regiunea centrală, la Mella, Quinto-Corara, El Mogote, Arroyo Blanco și Las Hormigas. Pe coasta de sud s-au forat două sonde la vest de Azua, iar pe coasta de nord, alte două: una la est sud est de Monte Cristi — sonda 1 Villa Isabel, care a fost abandonată în Miocen la adâncime de 3 628 m, și una la est sud est de Santiago — , sonda 1 Licey del Medio, de asemenea abandonată la 4 000 m. Fără rezultate au fost și forajele recente de la Malena, Palo Alto și Neiba. Prospecțiunile seismice continuă în regiunea văii Enriquillo.



Fig. 246. Structurile petrolifere din Venezuela de est.

89. Bazinul Tacuyo (fig. 32-162)

Acest bazin, care se situează în Venezuela, se întinde în regiunea cursului mijlociu și inferior al râului Tacuyo. Este delimitat în nord de ridicarea Falcon, în vest de ridicarea Trujillo, formate, în general, din depozite paleogene, la sud de Sierra de Mérida și de partea de vest a Cordilerei litorale, formate din depozite mezozoice și parțial de depozite paleogene. În est, bazinul se deschide în partea de sud a Mării Caraibilor.

În acest bazin au fost puse în evidență o serie de zone anticlinale. Singura structură productivă, legată de un brachianticlin, a fost Mene Acosta, situată în partea centrală a bazinului, în care sînt productive gresiile Oligocenului mediu (formațiunea Salto). În prezent această structură este abandonată.

90. Bazinul Venezuela de est

Acest bazin se află aproape în întregime pe teritoriul Venezuelei și numai o mică parte din nord estul lui ocupă partea de sud a Insulei Trinidad. În sud, bazinul este delimitat de versantul platformic de nord al Scutului Guian, în vest de ridicarea El Baúl, în est se deschide în Oceanul Atlantic, în zona deltei Orinoco, iar în nord, pe Insula Trinidad, este delimitat de catena centrală a acestei insule (fig. 32-166). Pe continent, delimitarea nordică a bazinului este făcută de creasta muntoasă Serrania del Interior, care se afundă în spre nord, unde Bazinul Venezuela de est, de-a lungul unui coridor îngust, comunică cu bazinul vecin Tuy-Cariaco. Cutele slab pronunțate din partea de est a Serraniei del Interior se afundă în direcția proeminențelor de pe marginea platformică. În această parte din regiunea continentală a bazinului, proeminențele separă 2 depresiuni, cunoscute și sub numele de bazine: unul în est-Maturin și altul în vest — Guarico. În Bazinul Venezuela de est, peste fundamentul pre-Cretacic, urmează serii sedimentare de la Cretacic pînă la Cuaternar, seriile jurasice și triasice fiind prezente numai parțial, în anumite zone. În intervalul stratigrafic Cretacic-Cuaternar, în care, în general, predomină depozitele detritice, cea mai mare grosime pe unele profile o au depozitele cretacice (peste 8 000 m); în partea de sud a marginii platformice, grosimea acestora se reduce, ajungînd la 1 500 m; Pliocenul se îngroașă de la vest către est, din cauza scufundării axei bazinului. Această variație de grosime se poate constata din cercetarea profilelor stratigrafice ale principalelor regiuni sau structuri petro-gazeifere.

În tabelele 140—143 sînt prezentate profilele stratigrafice sumare din regiunile Mercedes, Oficina, Temblador, precum și din structura San Joaquín (regiunea Anaco), profile caracteristice pentru marginea de platformă a bazinului.

Pentru marginea cutată a bazinului se prezintă profile stratigrafice sumare din zona cutelor frontale din Trinidad, profilul structurii Jusepin, din regiunea La Pica, și profilul stratigrafic din regiunea Quiriquire.

Tabelul 140

Profilul stratigrafic sumar al părții de vest a marginii de platformă a Bazinului Venezuela de est (Regiunea Mercedes)

Seria	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Oligocen	Chaguaramas	Parțial serie marină, parțial continentală	300—430
	Roblecito	Argile	430—610
	La Pascua	Nisipuri, și argile	100—150
Cretacic superior	Guavinita	Nisipuri și argile	0—110
	Infante	Calcare	0—18
	La Cruz	Gresii calcaroase și glauconitice și argile cu intercalații de calcare	0—300

Tabelul 141

Profilul stratigrafic sumar al părții centrale a marginii de platformă a Bazinului Venezuela de est (Regiunea Oficina)

Seria	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Pleistocen	Mesa	Gresii cu intercalații de conglomerate.	0—80
Pliocen	Las	Alternanțe de argile cu calcare și gresii micacee.	120—1220
Miocen superior	Piedras		
Miocen	Freites	Argile cenușii-verzui cu intercalații de gresii argiloase; argile cenușii verzui și în bază câteva intercalații de gresii.	230—1100
Oligocen	Oficina	Argile cenușii și brune cu intercalații subțiri de lignit și gresii negre. Seria este productivă de petrol.	610—1525
Cretacic	Temblador	Gresii și argile cenușii-verzui, gresii friabile, argile cu intercalații de dolomite compacte și gresii calcaroase; în bază gresii și argile.	160—610
		Fundamentul	

Profilul stratigrafic sumar al părții de est a marginii de platformă
a Bazinului Venezuela de est (Regiunea Temblador)

Tabelul 142

Seria	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Pleistocen	Mesa	Argile cenușii, nisipuri argiloase fine și gro- siere, cenușii.	
Pliocen	Las Piedros	Argile cenușii deschise, nisipuri argiloase, micacee, cu intercalații de lignit.	
Miocen	Treites	Argile verzi cu intercalații de nisipuri cenușii, uneori glauconitice și cu rare intercalații de gresii glauconitice. În bază argile de culoare închisă.	450—580
Oligocen	Oficina	Argile cenușii până la negre cu lentile de gresii, uneori intercalații de nisipuri. În bază — sporadic strate de cărbuni, dea- supra unui complex de gresii grosiere.	240—300
Cretacic	Temblador	Gresii și argile.	90—120

Fundamentul

Profilul stratigrafic sumar al structurii Ioaquin-Regiunea Anaco

Tabelul 143

Seria	Etajul	Orizontul, complexul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Miocen	Freites		Argile cenușii-verzui, nisipuri gla- uconitice și calcare.	487
Oligocen	Oficina	Blanco	Argile cenușii cu intercalații de nisipuri fine și grosiere și frecvente strate de lignit, cal- care cu intercalații de argile.	366
		Azul		457
		Moreno		457
		Naranja (Com- plexele: C, E, F, H, K, L)		419
		Verde (Com- plexele: B, D, E, G, I).		335
		Amarillo (Com- plexele: E, F, K)		290
		Colorado (Com- plexele: A, C, F, H, K, P, R)		396
	Periquito		Gresii și nisipuri compacte, argile în inalternanță cu strate de căr- buni.	Peste 200

Tabelul 144

Profilul stratigrafic sumar din zona cutelor frontale din Trinidad

Seria	Etajul	Scurtă caracterizare litologică
Pleistocen		Terase
Pliocen	La Brea	Nisipuri
superior	Morne L'Enfer	Nisipuri și argile
Miocen mediu	Forest	Argile și nisipuri
inferior	Cruse	Nisipuri și argile
Oligocen	Lengua Cipero Nariva	Argile Marne cu intercalații de nisipuri de Herrera Nisipuri
Eocen	Mt. Moriah Navet	Nisipuri
Paleocen	Lizard Springs și Soldado	Nisipuri și argile

Tabelul 145

Profilul stratigrafic sumar al structurii Jusepin-regiunea La Pica

Seria	Etajul	Zone micropa-leontologice	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Pleistocen	Mesa		Nisipuri și pietrișuri slab consolidate cu intercalații de argile nisipoase.	115—210
Pliocen Miocen superior	Las Piedras		Argile cenușii, friabile cu lentile de nisipuri salb consolidate ce conțin apă sălcie.	640—1160
Miocen mediu și inferior	La Pica	Zona cu Sigmollina Zona cu Textularia	Argile cenușii-verzui cu intercalații de nisipuri funginoase. Nisipuri cu apă sărată, petrol și gaze.	0—1220
Oligocen	Carapita		Conglomerate cu intercalații de argile. Nisipuri cu apă sărată, petrol și gaze.	0—1160

Tabelul 146

Profilul stratigrafic sumar al părții de est a marginii cutate a Bazinului Venezuela de est
(Regiunea Quiriquire)

Seria	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Miocen inferior	La Pica	Gresii cenușii închise, conglomerate, argile cenușii-verzi, și cenușii închise Gresii.	1 140 610 150
Oligocen	Carapita	Argile cenușii închise pînă la negre Gresii	1 220 140
Eocen superior	Mundo Nuevo	Gresii glauconitice, argile și calcare cu orbitoline	760
Paleocen	Santa Anita	Gresii, argile, calcare	760
Cretacic superior	San Antonio	Gresii și argile	365
	Querecual	Argile negre compacte Calcare concreționare negre	610
Cretacic mediu și superior	Sucre	Gresii Gresii calcaroase și argile	610 2 135

Din punct de vedere tectonic, Bazinul Venezuelei de est se caracterizează printr-o serie de proeminențe transversale bine conturate în depozitele sedimentare, întâlnite atît pe marginea platformică, cît și în partea centrală, a bazinului. În regiunea Anaco, la sud est de ridicarea cu același nume, legată de un mare șariaj este o mare zonă de acumulare, formată din mai multe brachianticlinale. În partea de mijloc și de est a bordurii monoclinalei marginii platformice sînt o serie de falii de mare anvergură, de-a lungul cărora se constată o scufundare în trepte a fundamentului, unele blocuri scufundîndu-se spre sud, altele în spre nord.

În Bazinul Venezuelei de est sînt o serie de zone de acumulare și structuri petro-gazeifere, a căror repartizare este dată în tabelul 147.

La limita de nord a bazinului, în Trinidad, este o mare acumulare de asfalt legată de gresiile miocene. Zăcămintele de petrol descoperite pînă în prezent în Insula Trinidad au ca obiecte de exploatare Paleogenul și Miocenul (tabelul 148).

Zonele de acumulare și structuri petrolifere din Bazinul Venezuelei de est
(C. Beca)

Marginea de platformă a bazinului

1. Zone de acumulări legate de faliile monoclinalului marginii de platformă					
Partea de vest	Partea centrală	Partea de est	Tipu zăcămintelor	Obiecte de exploatare	
Zona Mercedes	Zona Oficina	Zona Temblador	În general, zăcăminte stratiforme ecranate tectonic, iar în zona Mercedes și stratiforme ecranate litologic	Oligocenul (etajele Oficina, Chaguarames, Roblecito și La Pascua) și Miocenul pe întinderi regionale	
Structurile : Mercedes, Palacio, Belén, Guavinita	Structurile : Oficina, Chimore, Guare, Nipa, Soto	Structurile : Temblador, Tucupita			
2. Zone de acumulări legate de cute anticlinale și brachianticlinale faliat, de promotorii sau de terase structurale					
Zona Anaco	Zona Bella Vista	Zăcăminte stratiforme boltite, stratiforme ecranate litologic și zăcăminte delimitate litologic			
Structurile : Guarío-San-Ioaquin, Santa Rosa El Roble, Anaco, Toco	Structurile : Tucupido, Saban, Bella Vista, Ruiz				
3. Zone de acumulări legate de cutele anticlinale marginale					
Partea de mijloc a marginii cutate	Zone de cute anticlinale frontale din Trinidad	În partea de mijloc a marginii cutate, cele mai multe zăcăminte sînt stratiforme ecranate litologic, iar în zonele din Trinidad sînt zăcăminte stratiforme ecranate litologic și tectonic, unele structuri fiind legate de vulcani noroiși (Forest Reserve)			
Structurile : Quiomare, La Vieja, Cerro Palado	Structurile : Forest Reserve, La Brea	Oligocenul în etajul Carapita și Miocenul în partea de est a marginii cutate din etajul La Pica, pe continent, iar în Trinidad din etajele Forest și Cruse. Tot în partea de est produce și seria pliocenă			

Tabelul 147 (continuare)

Marginea cutată a bazinului	4. Zone de acumulări din partea de est a marginii cutate, legate de efilarea și acoperirea discordantă a colectoarelor din Plio-miocen și Oligocen			Quiriquire. Oligocenul și Miocenul de pe marginea cutată a bazinului are o mai mică importanță decît pe marginea de platformă a bazinului
	Zona Jusepin	Zona Quiriquire	În zona Jusepin, zăcămintele sînt stratiforme boltite, ecranate litologic și stratigrafic și posibil ecranate tectonic pentru zăcămintele cantonate în etajul Carapito (Oligocen). În zona Quiriquire în Pliocen sînt zăcămintele stratiforme ecranate litologic și ecranate stratigrafic, iar în Oligocen zăcămintele stratiforme boltite și ecranate stratigrafic	
	Structurile : Jusepin (fig. 247) Santa Barbara, Tocat	Structurile : Quiriquire (fig. 248), Orocual		

Tabelul 148

Structurile petrolifere și gazeifere din Trinidad (v. fig. 249 și 250)

Structuri,	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m	Structuri	Anul descoperirii	Adîncimea medie a sondelor, m
Guayaquayare	1902	160—1 240	Palo Seco, Los Bojos, Quarry, Coora, Quinam, Morna Diablo	1926	140—3 900
Brighton-Vessigny și suprafața marină vecină	1908	210—2 300		1936	4 300
Point Fortin, Point Ligoure	1908	300—2 460	Balata, Bovallius	1952	2200—2 880
Forest Reserve, Apex-San, Franique, Point Fortin Est	1913	300—4 900	Catshill Moruga Est Oropouche Soldado Marin	1953 1953 1954 1955	430—2 780 2 970 910—2 780 2 750
Guapo, Parrylanda Cruse	1913	610—3 050	Inniss Moruga Vest	1956 1957	1 680 2 600
Penal, Barrackpore	1918	400—3 400	Domail Sud Marin Nord Rock Dome Couva Marin Icacos	1959 1959 1962 1963 1965	3 360 3 260 — 2 300 2 300

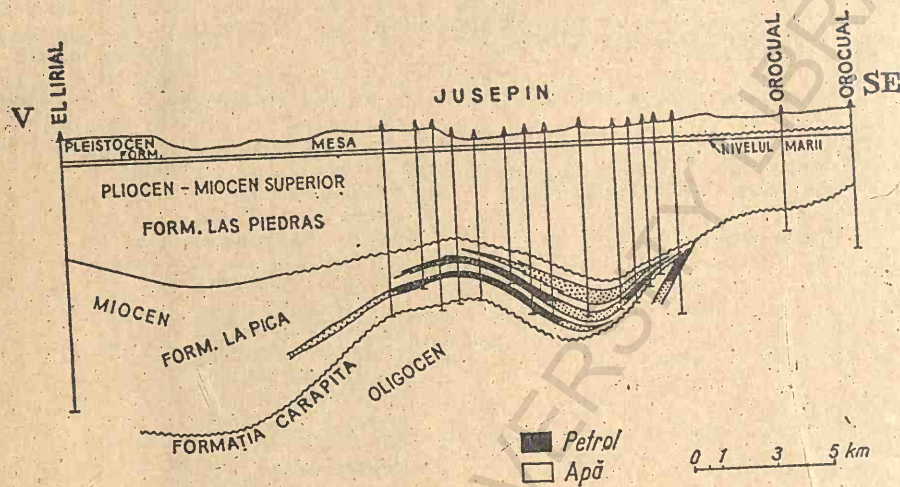


Fig. 247. Secțiune prin structura Jusepin.

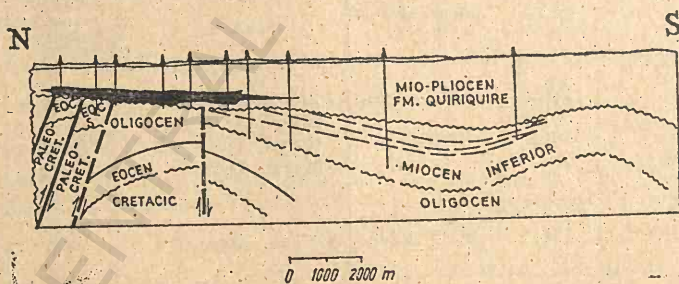


Fig. 248. Secțiune prin structura Quiriquire.

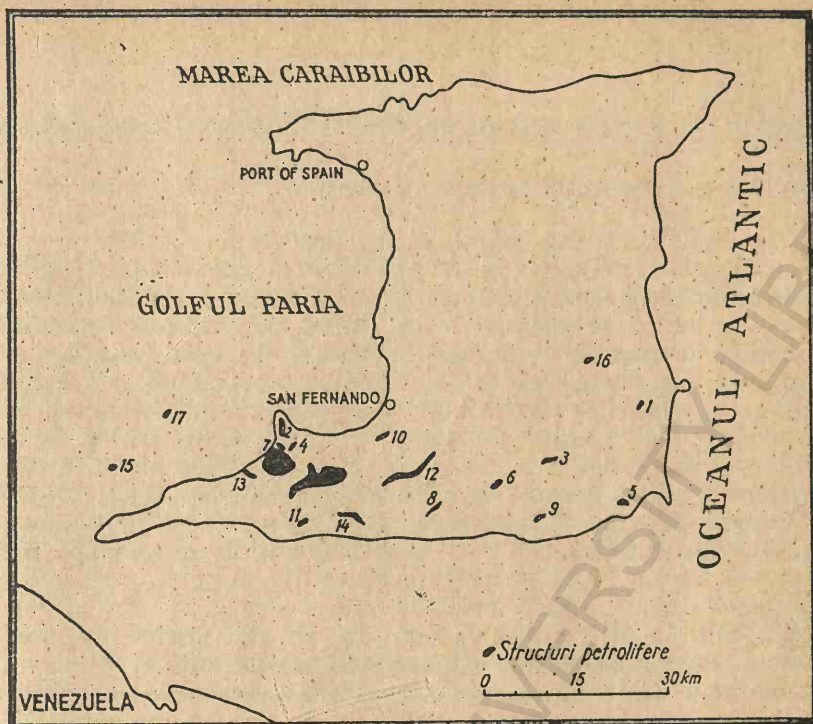


Fig. 249. Structurile petrolifere din Trinidad:

- 1 - Balata-Bovallius; 2 - Brighton-Vessigny și supr. marină adiacentă; 3 - Cashill; 4 - Forest Reserve-Apex-San Francique Point Fortin est; 5 - Guayaquayare; 6 - Inniss; 7 - Guapo-Parrylands-Cruse; 8 - Moruga Est; 9 - Moruga West; 10 - Oropouche; 11 - Palo Seco-Los Bajos; 12 - Penal-Barrackpore; 13 - Point-Fortin Point Ligoure; 14 - Quarry - Coora - Quinam-Morne Diablo; 15 - Soldado Marin; 16 - Domoil Sud; 17 - Marin Nord.

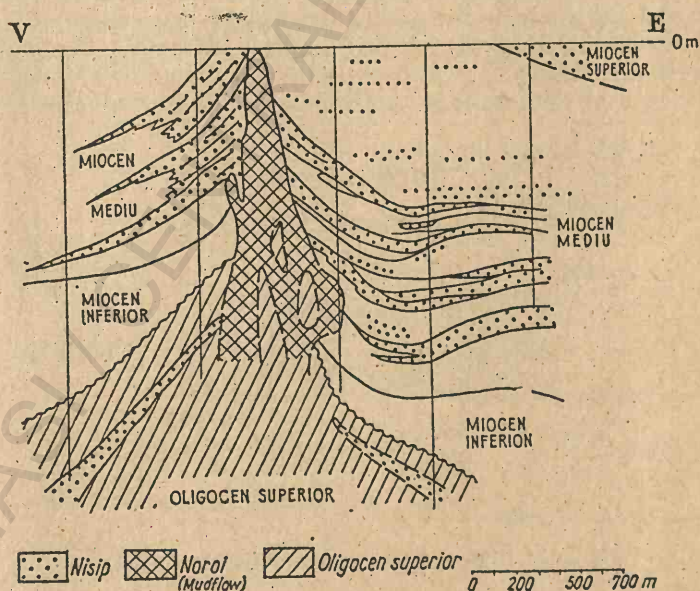


Fig. 250. Secțiune prin structura Barrackpore (Trinidad).

91. Bazinul Venezuela de vest — Colombian

Acest bazin alungit în direcția nord-est-sud-vest se întinde pe teritoriul Venezuelei și al Columbiei (fig. 32-165). Partea nord-est a bazinului, care se află în Venezuela, este cunoscută și sub numele de Bazinul Apure sau Barinas, iar partea de sud-vest a lui, situată pe teritoriul Columbiei, este cunoscută și sub numele de Bazinul Columbiei. În nord-vest, bazinul este încadrat de ramificațiile estice ale sistemului cutat muntos al Anzilor, iar la sud-est este încadrat de versantul nord-estic de platformă al Scutului Guian, format din depozite precambriene, acoperite în partea de sud de depozite terțiare. Ridicarea Sierra de Macarena, din regiunea fluviului Guayabero, îl separă la sud-vest de bazinul cursului superior al Amazonului.

În acest bazin, peste fundament, format din depozite precretacice, urmează depozite cretacice și mai ales terțiare. Condițiile de acumulare de hidrocarburi sînt, în general, asemănătoare cu cele din Bazinul Venezuelei de est. Pe marginea de platformă a bazinului au fost descoperite trei structuri petrolifere: San Silvestre, Silvan și Sinco, în care sînt productive Eocenul și Cretacicul. Paleogenul s-a dovedit productiv în ultimii ani și în partea de sud a marginii cutate, în regiunea premontană a Cordiliei Columbiene.

92. Bazinul Maracaibo

Acest bazin se situează în cea mai mare parte pe teritoriul Venezuelei. Lacul Maracaibo ocupă o parte însemnată din suprafața lui, de unde și numele bazinului. Numai o parte destul de mică din marginea sud-estică a bazinului se află pe teritoriul Columbiei (fig. 32-161). În ansamblu, Bazinul Maracaibo este slab asimetric, avînd partea de sud-est mai scufundată, iar cea de nord-vest, cunoscută și sub numele de Platforma Maracaibo, fiind mai ridicată.

În nord, delimitarea acestui bazin este oarecum convențională. În partea de nord-vest este delimitat de depresiunea Golfului Venezuelei prin falia

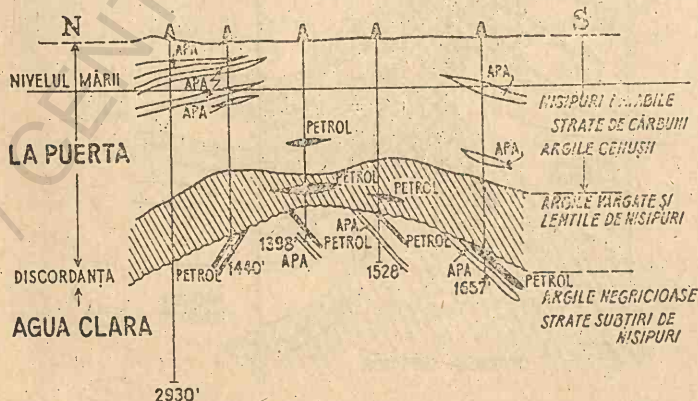


Fig. 251. Secțiune prin structura El Mene de Mauroa.

Oca, pentru ca în extinderea estică a acestei încadrări, unde falia Oca este mai puțin pregnantă, bazinul să se deschidă în Golful Venezuelei.

În vest, bazinul este delimitat de partea de nord a Cordiliei estice a Columbiei și de prelungirea ei nordică — Sierra de Perijá care, în general, sînt formate din depozite mezozoice. În sud-est și est, bazinul este delimitat de Cordiliera de Mérida și de ridicările Trujillo și Falcón.

Peste fundamentul pre-Cretacic (probabil Paleozoic) al bazinului urmează depozite ale Cretacicului, Paleogenului, Neogenului și Cuaternarului, iar în unele zone din bazin sînt prezente și Triasicul și Jurasicul. În unele zone din partea de vest a bazinului, cuvertura sedimentară a bazinului are o grosime de peste 10 000 m.

Pentru o scurtă caracterizare a seriilor sedimentare din marginea de vest a bazinului se prezintă profilul stratigrafic numai din zona apropiată de Sierra de Perijá, adică profilul stratigrafic al structurii La Paz (tabelul 149).

Tabelul 149

Profilul stratigrafic sumar al structurii La Paz

Seria	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Post-eocen	Terțiarul superior	Argile și nisipuri	0—1,75
Eocen	Conception inferior	Argile cenușii cu intercalații de argile nisipoase, nisipuri și strate de cărbuni	579
Paleocen	Guasare	Argile, nisipuri și intercalații de cărbuni	335
Cretacic	Mito Juan	Argile cenușii, verzui	107
	Colon	Orizontul argilelor de Colon : argile, negre, compacte	244
		Orizontul Socuy : calcare dure, glauconitice	30
	La Luna	Calcare cenușii cu intercalații de argile	107
	Capacho	Calcare oolitice, litografice cu intercalații de argile	183
	Apon	Calcare compacte cenușii cu intercalații de argile	198
	Rio Negro	Gresii diferit colorate	15
	Fundamentul	Granit	

Pentru marginea de est a bazinului (zona din extremitatea nord-estică), se prezintă profilul stratigrafic al structurii El Mene de Mauroa (tabelul 150). Pentru zona de sud est se prezintă profilul stratigrafic al structurii Costaneros din zona Bolivar (tabelul 151) și al structurii Mene Grande (tabelul 152), situat la sud est de zona Bolivar.

Tabelul 150

Profilul stratigrafic sumar al structurii El Mene de Mauroa (v. fig. 251)

Seria	Etajul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Miocen superior	La Puerta	Argile pestrițe, argile cenușii, nisipuri cu intercalații de strate de lignit	1 371
Oligocen	Agua Clara	Argile fosilifere, cu intercalații de calcare și gresii și strate de lignit	1 829
Eocen	Tupure	Argile cenușii negre cu câteva intercalații de argile nisipoase la partea superioară	914

Din punct de vedere tectonic, în Bazinul Maracaibo, pe marginea de est a bazinului, aproximativ în dreptul litoralului nord estic al Lacului Maracaibo, s-a constatat prezența unui prag structural slab exprimat în cuvertura sedimentară. În extremitatea sud estică a acestui prag care se îndreaptă în spre partea centrală a bazinului, sînt o serie de cute anticlinale și falii. Unele dintre falii compartimentează în mare parte cuvertura sedimentară.

Pe marginea de vest a bazinului, în special în sectoarele de nord și de sud a ei, sînt o serie de zone anticlinale. În una dintre acestea, legată de o

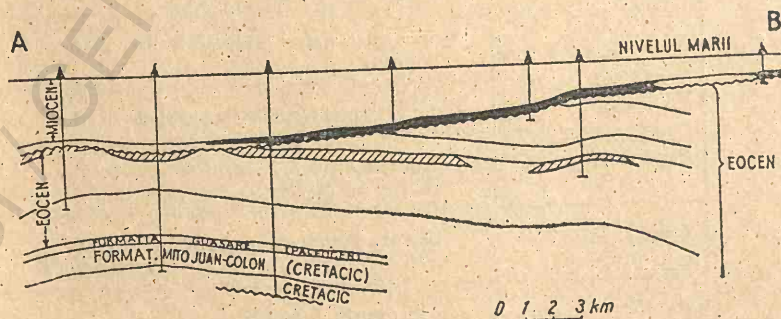


Fig. 252. Secțiune prin structura Costaneros.

Profil stratigrafic sumar al structurii Castaneros (Zona Bolivar)

Tabelul 151

Seria	Etajul	Complexul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Miocen	Isnotu		Argile și nisipuri friabile	0—670
		Bachaquero	Nisipuri fine în alternanță cu argile cenușii	
Oligocen	Lagunillas	Laguna	Nisipuri friabile și argile cenușii cu grăunți de glauconit	0—670
		Lagunillas inferior	Gresii fine în alternanță cu argile cenușii	
	La Rosa		Gresii friabile și argile, gresii verzui	0—168
	Icotea		Gresii și argile	0—40
Eocen	El Mene	B-1 B-2 B-3 B-4	Alternanță de argile negre și gresii fine, compacte	
	Misoa	B-5 B-6 B-7 B-8 B-9	Gresii fine și grosiere. Principalul complex productiv	
			Alternanță de nisipuri și argile	2 713—5 029
	Trujillo	C-1 C-2 C-3 C-4	Alternanță de gresii și argile cenușii	
		C-5 C-6 C-7	Alternanță de argile și nisipuri	
Paleocen	Guasare		Argile, nisipuri și calcare	81—146
Cretacic	Mito-Juan Colon		Argile cenușii	50—82
	La Luna		Argile cenușii	457—1 082
	Capacho		Calcare negre, compacte	61—67
	Apon		Calcare cenușii, compacte Calcare cenușii	137—146 107—113

Fundamentul

Granit

mare încălcare, sînt localizate cîteva din principale structuri petrolifere ale bazinului (Loe Mannulles, Tarra).

În partea de nord-est a bazinului, legate de ridicarea Faleón se află o serie de cute anticlinale.

În urma prospecțiunilor și explorărilor, în Bazinul Maracaibo au fost descoperite o serie de structuri grupate în zona de acumulare, dintre care se disting cele de pe marginile de vest și de est a bazinului mai ales în partea de nord și de sud a acestora. Zonele de acumulare sînt legate de zonele cu-

Tabelul 152

Profilul stratigrafic sumar al structurii Mene Grande

Seria	Etajul	Complexul	Scurtă caracterizare din punct de vedere litologic	Grosimea, m
Terțiar superior	Superior	Gresii asfaltizate	Argile cu intercalații de gresii slab cimentate. În bază gresii asfaltizate	472
	Inferior	Seria superioară cu petrol cu greutate specifică mare. Principala zonă productivă. Argile nisipoase inf. Gresii bazale	Alternanță de gresii și argile Gresii bine dezvoltate, productive de petrol și gaze Argile și argile nisipoase	366
Eocen	Mene Grande			
	Pauji	Argile superioare Zona de tranziție Argile medii Gresia medie Argile medii Argile inferioare	Argile negre, masive Gresii dure, cuarțitice, productive de petrol Argile negre și argile negricioase	881
	Misoa	Zone de tranziție	Gresii în alternanță cu calcare și argile, complex productiv de petrol	426
		Gresii principale	Gresii cuarțitice, compacte cu intercalații de argile compacte. Complex productiv de petrol	
	Trujillo	Gresii și argilele inferioare	Gresii cuarțitice, dure compacte cu intercalații de argile compacte și argile nisipoase. Complexuncori productiv de petrol,	

tate ce încadrează bazinul și în care, în general, sînt o serie de brachianticlinale, unele foarte alungite și compartimentate.

Zonele de acumulare cele mai importante din Bazinul Maracaibo sînt indicate în tabelul 153.

Zona Bolivar, cunoscută și sub numele de zona litorală, se află parțial sub apele Lacului Maracaibo și este una dintre marile zone de acumulare din lume. Ea este formată din mai multe structuri, legate de cîte anticlinale, ce se caracterizează printr-o tectonică foarte complicată, mai bine exprimate pînă în Eocen și mai puțin în Oligocen și Miocen.

În Bazinul Maracaibo, pe scară regională, s-au dovedit productive, atît în cuprinsul zonelor de acumulare cît și în structurile izolate, formațiunile

Tabelul 153

Principalele zone de acumulări de hidrocarburi din Bazinul Maracaibo

Zonele de acumulări		Obiectele principale de exploatare	Tipul zăcămintelor
Marginea de vest a bazinului	În partea dinspre Sierra de Perijá: Zona Mara-Netick-La Paz, Zona Macoa-Al-turitas	Cretacic	În depozitele cretacee, calcarele formează zăcămintele masive în proeminențe structurale. În cazuri izolate, aceste zăcămintele sînt legate de șisturile cristaline fisurate ale fundamentului.
	În partea dinspre Cordiliera vestică: Zona Carbonera-Petrolea, Los-Manueles-Tarra, Zona Tibu, Zona Rio de Oro	Paleocen, Eocen	În depozitele paleocene-eocene, zăcămintele în general sînt stratiforme boltite, compartimentate și uneori se întîlnesc și zăcămintele stratiforme ecranate tectonic sau litologic.
Marginea de est a bazinului	În partea din extremitatea nord-estică: Zona El Mene de Mauroa-Media-Hombre-Pintado-Tiguaje-Mamon	Oligocen Miocen	Zăcămintele din depozitele oligocene sînt stratiforme, ecranate stratigrafice, iar cele din depozitele miocene sînt delimitate litologic.
	În partea de nord-est: Zona Bolivar (La Rosa-Cabimas-Tia Juana-Lagunillas, Pueblo Viejo-Bechaquero), Zona Los Barrosos Mene Grande (La sud est de zona Bolivar)	Eocen	Zăcămintele ecranate litologic în Paleocen, Eocen, Oligocen, Miocen
		Oligocen Miocen	Zăcămintele ecranate stratigrafice în Eocen, Oligocen, și Miocen Zăcămintele stratiforme boltite compartimentate și ecranate tectonic în Eocen

Tabelul 154

Obiectele de exploatare din Bazinul Maracaibo

Intervalul stratigrafic	Etajele	Scurtă caracterizare litologică	Colectorii	Regiunea din bazin unde s-a dovedit productivă	Ponderea capacității petrolifere		
Cretacic	Senonian-Barremian, în special Coniacian-Barremian	Apon Capacho La Luna	Calcare și gresii.	Calcarele și mai puțin gresiile. Izolat pe unele structuri rocile eruptive fisurate ale fundamentului.	Marginea de vest a bazinului. O importanță mai mică prezintă partea de nord a marginii de vest, unde se exploatează etajul Mito-Juan (Maastrichtian Danian) și marginea de est a bazinului (Zona Bolivar).	Circa 1/6 din producția și rezervele bazinului	
	Paleogen	Eocen Paleocen	Guasare Concepcion Angostura Mirador Carbonera Barco Catatumbo Pauji Misoa Trujillo	Argile, nisipuri și gresii.	Gresii	Întreg bazinul, cu excepția extremității de nord-est.	După producție și rezerve, are importanță relativă.
Paleogen superior Neogen inferior	Miocen-Oligocen, în special Miocen	La Rosa Laguinillos Aqua Clara Icotea La Puerta Isnotu	Argile, Nisipuri, Gresii	Gresii Misipuri (13—60 m)	Marginea de est a bazinului.	După producție și rezerve ocupă primul loc în bazin.	

Cretacicului, Paleogenului și Miocenului. Etajele productive, pe regiunile petrolifere ale bazinului, sînt prezentate în tabelul 154.

Structurile importante din Venezuela, cuprinse în bazinele Venezuela de est, Venezuela de vest (structurile San Silvestre și Sinco) și Maracaibo, cu obiectele lor de exploatare și metodele de prospectare cu ajutorul cărora au fost descoperite, sînt date în tabelul 155, iar răspîndirea lor se poate urmări în fig. 253.

Tabelul 155

Structuri petrolifere și gazeifere din bazinele Maracaibo, Venezuela de vest și Tacuyo

Regiunea structurii	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare							Adâncimea medie a obiectelor de exploatare, m	Metode prin care au fost descoperite
		Triasic	Jurasic	Cretacic	Paleocen	Eocen	Oligocen	Miocen	Pliocen	
Venezuela de Est										
Regiunea										
Oficina										
Merrey	1954								1580	Seismică
Oficina	1937						+		2 100	Gravimetrie și seismică
Yopales	1937						+		1 310	Seismică
Leona	1958						+		2 990	Seismică
Guara	1941						+		2 370	Seismică și geologie de șantier
Nipa	1945						+		3 610	Seismică
Cactos	1946						+		2 470	Seismică
Boca	1948						+		2 650	Seismică
Inca	1948						+		2 160	Seismică
Soto	1949						+		3 500	Seismică
Los Mangos	1950						+		2 310	Seismică
Guere	1950						+		2 560	Seismică și geologie de șantier
Daciar	1950						+		2 010	Seismică
Flecha	1951						+		1 890	Seismică
Zeta	1951						+		3 800	Seismică
Cantaura	1952						+		3 240	Seismică
Adobe	1953						+		2 530	Seismică
La Ceibita	1953						+		3 670	Seismică
Regiunea										
Cascarancito										
Casca	1953						+		2 770	Seismică

Tabelul 155 (continuare)

Regiunea structurii	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare							Adâncimea medie a obiectelor de exploatare, m	Metode prin care au fost descoperite
		Triasic	Jurasic	Cretacic	Paleocen	Eocen	Oligocen	Miocen	Pliocen	
Regiunea Anaco										
Santa Ana	1936						+			2 860 Geologie de suprafață
El Roble/Anaco	1939						+			3 420 Seismică și geologie de suprafață
Guario/San. Ioachin	1939						+			2 680 Geologie de suprafață și de șantier
Santa Rosa	1941						+			3 230 Seismică
Toco	1948						+			2 400 Seismică
San Roque	1949						+			3 060 Seismică
Regiunea Urica										
Quiamare	1942						+			2 770 Seismică
La Vieja	1950						+			910 Geologie de șantier
Cerro Pelado	1951						+			1 370 Seismică
Tacata	1952						+			2 250 Seismică
Regiunea La Pica										
Jusepin	1938						+	+		1 550 Seismică
Santa Barbara	1941							+		2 260 Seismică
Tacat	1953							+		1 340 Seismică
Manreya	1954			+					+	910 Seismică
Regiunea Mercedes										
Mercedes	1941			+			+			1 220 Seismică
Piragua	1946			+			+			1 370 Seismică
Lectoso (gaze)	1947						+			1 480 Seismică
Plancer (gaze)	1948						+			1 850 Seismică
Barbacoas (gaze)	1950						+			1 890 Seismică

Tabelul 155 (continuare)

Regiunea structurii	Anul descoperiri	Obiectele de exploatare							Adâncimea medie a obiectelor de exploatare, m	Metode prin care au fost descoperite
		Triasic Jurasic	Cretacic	Paleocen	Eocen	Oligocen	Miocen	Pliocen		
Regiunea Tucupido										
Tucupido	1946					+			1 900	Geologie şantier
Saban	1948					+			1 485	Geologie de şantier
Ruis	1949					+			1 372	Seismică
Dakoa	1951					+			1 790	Seismică
Bella Vista	1952					+			1 450	Seismică
Valle	1955					+			1 930	Geologie de şantier
Regiunea Temblador										
Temblador	1936					+			1 189	Seismică
Tucupita	1940					+			1 670	Seismică
Regiunea din nordul Deltei										
Quiriquire	1928				+		+	+	2 740	
Orocual	1933						+	+	1 670	Geologie de suprafaţă
Pedernales	1933						+		1 550	Geologie de suprafaţă
Venezuela de Vest Regiunea Maracaibo										
Mene Grande	1914				+		+		3 440	
Los Cruces	1916			+	+				2 450	

Tabelul 155 (continuare)

Regiunea structurii	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare							Adâncimea medie a obiectelor de exploatare, m	Metode prin care au fost descoperite
		Triasic Jurasic	Cretacic	Paleocen	Eocen	Oligocen	Miocen	Pliocen		
Zona Bolivar: Laguinillas, Tia Juana, Bachanuero	1917				+	+	+		2 740	
Mene de Mauroa	1921					+	+		460	Geologie de suprafață
La Paz	1925		+	+	+				3 470	
La Concepcion	1925		+		+				3 960	Geologie de suprafață
Mamons	1926						+		1 220	Geologie de suprafață
Los Manueles	1927				+				1 520	Geologie de suprafață
Hombre Pintado	1927					+			550	Geologie de suprafață
Cumarobo	1931						+		860	Geologie de suprafață
Mara	1945	+	+	+					3 360	Geologie de suprafață
Boscán	1946				+	+			2 680	Seismică și geologie de suprafață
Ensenada	1946					+			2 370	Geologie de șantier
Terra vest	1947		+	+					1 670	Seismică
Sibucara	1948		+						4 490	Geologie de suprafață
Silvestre	1948		+						2 800	Seismică
Motetán	1952				+					Seismică
Sinco	1953		+		+				2 890	Seismică
Tiguejo	1953					+			1 370	Geologie de suprafață

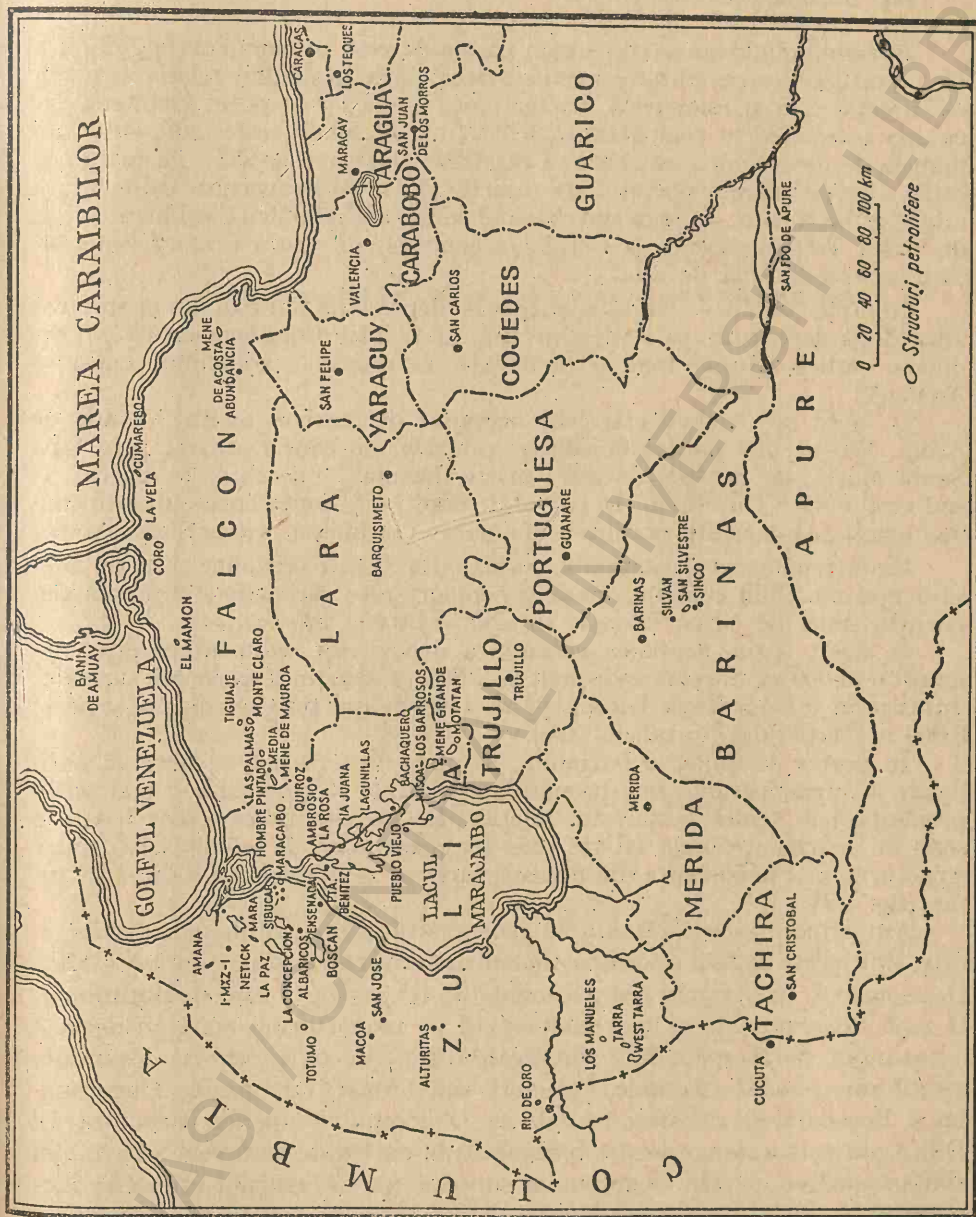


Fig. 253. Structurile din bazinele Maracaibo, Venezuela de vest și Tacuy.

93. Bazinul *Columbian*

Bazinul *Columbian* se situează în partea de vest a *Columbiei* (fig. 32-160). În literatura de specialitate, partea principală a bazinului, relativ îngustă, de direcția N-S și asimetrică, cu marginea vestică mai puțin înclinată, iar cu cea estică foarte compartimentată și mai înclinată, este cunoscută sub numele de depresiunea sau bazinul râului *Magdalena* (fig. 255). Pe marginea estică, care pe anumite porțiuni are caracter de graben, cuvertura sedimentară atinge grosimi mari. În spre sud, bazinul se îngustează între *Cordiliera estică*, de vîrstă *Tertiär superior* și *Cordiliera centrală*, de vîrstă *Cretacic inferior*, care se apropie una de alta.

În nord, bazinul se lărgeste, ocupînd o depresiune formată din contopirea altor două depresiuni, ce se deschid spre nord între *Cordiliera estică* și *Cordiliera vestică*, (ultima fiind o ramificație muntoasă a edificiului cutat al *Anzilor*).

La nord est, bazinul este bine delimitat de masivul *Sierra Nevada* de *Santa Marta*, din nordul *Cordiliei centrale*, de care e separat prin falia *Santa Marta*, iar la vest, de acest masiv, bazinul se deschide în partea de sud vest a *Mării Caraibilor*. În partea de nord vest, limita bazinului este convențională pe ramificația nordică scufundată a *Cordiliei vestice Sierra Abibé*.

Peste fundamentul bazinului, format din șisturi cristaline și într-o măsură mai mică din cuarțite, gresii și conglomerate carbonifere urmează depozitele seriei de *Giron* (*Triasic superior*—*Jurassic inferior*).

În acest bazin, grosimea generală a depozitelor sedimentare este mai mare de 14 600 m, din care mai mult de 2 600 m aparțin *Triasicului superior*, *Jurasicului inferior* (seria *Giron*), peste 4 000 m aparțin *Cretacicului* și peste 8 000 m *Tertiärului* (v. tabelul 156).

În partea de mijloc a bazinului, pe direcția nord-sud, se observă o ridicare a fundamentului, mai pronunțată în seriile *Mezozoicului* și mai puțin pronunțată în seriile *Tertiärului inferior*. De această ridicare sînt legate o serie de brachianticlinale faliat care formează zone de acumulări. Dintre structurile mai importante din această parte se menționează *La Cira*, *Infantas* (fig. 254).

Alte structuri, cu zăcăminte în general stratiforme boltite, compartimentate, sînt legate de falii ce compartimentează cuvertura sedimentară (*Casabe*). De asemenea, în *Cretacic* sînt zăcăminte de tip masiv (*Totumal*, *Buturama*). O zonă de acumulare se mai schițează și pe monoclinalul marginii de vest a bazinului, de ale căror falii sînt legate o serie de structuri, cu zăcăminte stratiforme ecranate tectonic. Colectorii sînt formați din gresiile *Oligocenului* și *Eocenului* și calcarele recifale ale *Oligocenului superior* (structura *El Difícil* din partea de nord est a bazinului); în partea de nord vest a bazinului sînt productive gresiile *Oligocenului superior* (pe anticlinalul asimetric *Floresanto*).

Sporadic sînt productive calcarele și argilele fisurate ale *Cretacicului*.

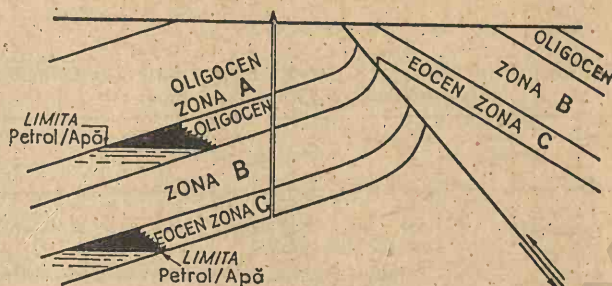


Fig. 254. Secțiune prin structura Infantas (Columbia).

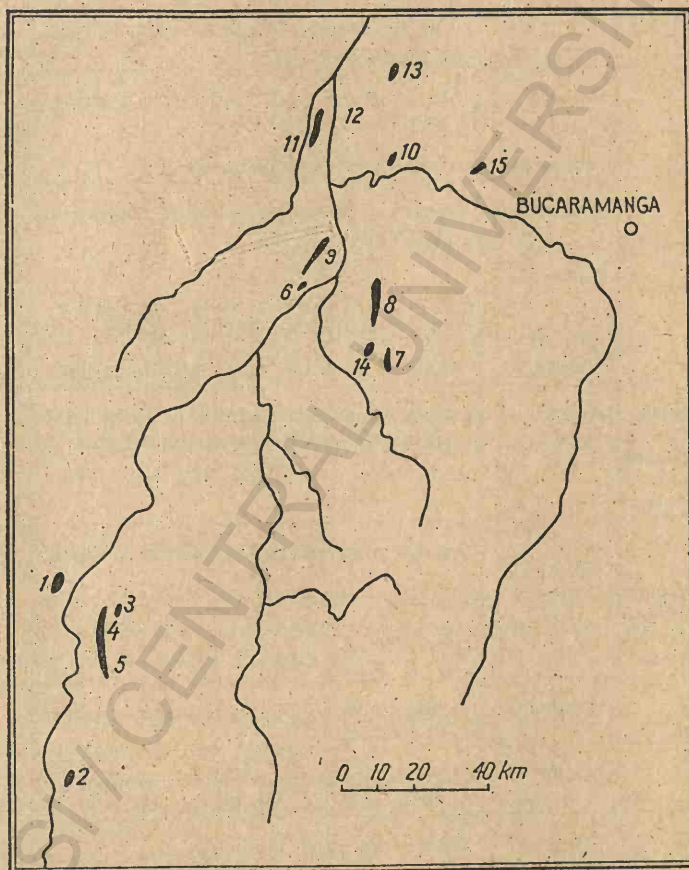


Fig. 255. Structurile petrolifere din regiunea cursul mijlociu al riului Magdalena (Columbia):
 1 - Baúl; 2 - Río Negro; 3 - Caipal; 4 - Palagua; 5 - Vélasquez; 6 - Penas Blancas; 7 - Colorado; 8 - La Cira Infantas; 9 - Galán-Casabe; 10 - Sogamoso; 11 - Cantagallo; 12 - Yarigui; 13 - Cristalina; 14 - Aguas Blancas; 15 - Santos-Conde.

Profilul stratigrafic sumar al părții principale a Bazinului Columbian
(cursul mijlociu al Riului Magdalena)

Seria	Etajul	Orizontul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Pleis- tocen Pliocen		Mesa	La partea superioară: pietrișuri și depo- zite aluvionare. Conglomerate și gresii. Material piroclastic abundent.	150—575
Miocen		Real	Gresii, argile și conglomerate cu elemente de roci eruptive și metamorfice. În bază, conglomerate.	400—3 600
Oligocen		Colorado	Alternanță de argile roșii și gresii grosi- ere.	Productive pe scară re- gională. 575—3 200
		Mugroza	Argile cu intercalații de gresii.	
Eocen		Esmeraldos	Gresii cu intercalații de argile, uneori in- tercalații de lignit.	Productive pe scară re- gională. 1 225—2 300
		La Paz	Gresii masive conglomeratice cu stratifi- cație încrucișată, mai rar argile.	
Paleocen		Lisama	Argile și gresii cu intercalații de cărbuni.	950—1 225
Cretacic	Danian, Maes- trichtian, Campa- nian	Argile Umir	Argile cenușii, cu concrețiuni feruginoase și intercalații de strate de cărbuni.	1 000
	Santo- nian Coniacian Turonian Seria La Luna	Jalembo	Argile cu intercalații de calcare și corneene.	190—350
		Pucamana	Argile negre cu intercalații de strate subțiri de calcare.	50—225
		Salada	Argile negre compacte, cu concrețiuni de pirită și intercalații de calcare.	50—100
	Cenoma- niam	Calcare Salto	Calcare compacte argiloase	50—125 Sporadic productive.
	Albian	Argile Simiti	Argile fine negre	250—650

Tabelul 156 (continuare)

Seria	Etaaj	Orizontul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
	Aptian, Seria inferioară calca- roasă	Calcare Tablazo	Calcare și marne fosilifere	Sporadic productive.
	Barre- mian	Paja	Argile fine negre, friabile	Sporadic productive.
	Hauteri- vian	Rosa Blanca	Calcare masive și marne fosilifere.	150—425
	Valengi- nian	Tambor	Argile roșii închise, gresii cenușii și con- glomerate.	0—650
Jurasic Triasic (Giron)			Alternanță de argile roșii și brune, gresii, roci efuzive.	Până la 2 600

În tabelul 157 sînt prezentate structurile în exploatare ale Columbiei, din care cele mai multe sînt situate în partea de sud a bazinului, pe cursul mijlociu al Rîului Magdalena.

În ceea ce privește Depresiunea Cauca aceasta urmează a fi considerată ca un bazin intramontan posibil gazo-petrolifer aparte, dar deocamdată încă nu este suficient studiată.

94. Bazinul Guayaquil

Acest bazin se deschide în vest în Oceanul Pacific, în regiunea golful Guayaquil. Partea lui de nord se întinde pe teritoriul Ecuadorului, iar partea de sud se află pe teritoriul Perului (fig. 32-167). În nord est, el este flancat de Cordiliera de vest a Perului.

Fundamentul compartimentat al acestui bazin este format din șisturi metamorfice străpunse de granit, a căror vîrstă, în partea de sud a bazinului, care e mai bine studiată, se consideră a fi pensilvaniană. Peste fundament urmează depozite cretacice și terțiare. În blocurile ridicate ale fundamentului, depozitele cretacice lipsesc sau dacă sînt prezente au grosimi reduse, în timp ce pe blocurile scufundate aceste depozite ating grosimi mari.

În partea de nord a bazinului, pe teritoriul Ecuadorului, în succesiunea depozitelor sedimentare care-l umplu, a fost descris profilul stratigrafic destul de complet pentru Paleocen, Eocen, Oligocen și Neogen (tabelul 158). For-

Tabelul 157

Structurile petrolifere din Columbia (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		Adâncimea medie a sondelor	Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		Adâncimea medie a sondelor
		Paleo-gen	Cretacic				Paleo-gen	Cretacic	
Infantas	1918	+		380—730	Campo Yuca	1957			1 450
Colorado	1925		+	1 250	Gualanday	1957			2 380
La Circa	1925	+		330—1 040	Las Garzas	1957	+		2 560
Petrólea (Nord)	1933	+	+	290	Sogamosa	1957	+		3 340
Petrólea (Sud)	1937	+	+		Fioresanto	1958			—
Rio de Oro	1937		+	360—2 240	Penas Blancas	1958	+		1 520
Carbonera	1939		+	1 380—2 240	San Silvestre	1958			1 220
Casabe	1941		+	1 220	Puerto Barco	1958		+	2 020—2 160
Tibú	1942—				Baul	1959	+		1 550
	1957	+	+	760	Cachira	1959		+	3 650
Cantagallo	1943	+		1 380—2 240	Cristalina	1959	+		3 000
El Difícil	1943	+		1 650	Viola	1959	+		1 220
Galán	1945	+		1 220	Playon	1960	+		4 125
Vélasquez	1946	+		1 430—	Rio Negro	1960	+		2 630
Sardinita	1950—		+	1 220—1 470	Toca	1960	+		4 000
	1958				Boquete	1961	+		2 440
Tetuan	1950			760	Dina	1962		+	3 200
Ortega	1951			1 700	Payoa	1962			3 040
Totumal	1951			2 200	Aguas Blancas	1962		+	3 450
Buturama	1953			1 830	Rio Zulia	1962	+		2 300
Palagua	1954	+		1 220	Corazón	1963	+		2 780
Variqui	1954			720—2 200	Cocorna ¹⁾	1963			900
Caipal-Ermitano	1955			1 710	Rio negro ¹⁾	1963			3 000
Llamito	1955	+		2 280	Tisquirama	1963	+		3 070
Cicuco	1956	+		2 460	Bonanza ¹⁾	1964			2 500

¹⁾ Produc din fundament

mațiunile sedimentare care interesează în ceea ce privește acumulările de hidrocarburi sînt, pînă în prezent, cele cretacice și eocene.

În acest bazin, în partea de vest a Ecuadorului au fost descoperite puține structuri. Sondele forate pe structurile bazinului, mai ales cele din partea de nord (fig. 256 și tabelul 159), din Ecuador, au în general debite mici.

În partea de sud a bazinului, în Peru, depozitele eocene formează o serie de ridicări și terase structurale, care reflectă structura în blocuri a fundamentului. De acestea sînt legate o serie de structuri, grupate într-o zonă de acumulare ce se întinde de-a lungul litoralului Oceanului Pacific (v. fig. 257). Structurile din această zonă de acumulare cuprind o serie de zăcăminte stratiforme, în general ecranate tectonic și mai puțin ecranate și delimitate litologic. Colectorii sînt formați în general din gresii; în ultimii ani s-au obținut debite mici de producție și din cuarțitele fisurate ale fundamentului.

În tabelul 161 sînt menționate structurile de pe teritoriul statului Peru, cuprinse în partea de sud a Bazinului Guayaquil și în afara lui.

Tabelul 158

Profilul stratigrafic al formațiunilor sedimentate din Bazinul Guayaquil

Sistem	Serie	Etaj	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea m
Paleogen	Eocen	Socorro	<i>Ancon</i> . Gresii brune-gălbui în alternanță cu argile foioase ciocolatii.	130
			<i>Seca</i> . Alternanță de argile verzui cu marne verzui.	80
			<i>Socorro</i> . Alternanță de argile verzui și gresii.	1 400
			<i>Stratele de pietrișuri</i> . Nisipuri cenușii-verzui, pietrișuri, argile, gresii și fragmente de roci eruptive.	600
	Paleocen	Azucar	Gresii grosiere brune și gălbui, conglomerate cu intercalații de argile.	2 300
		Santa Rosa	Alternanță de gresii cenușii-verzui, micacee cu argile negre.	1 300
Cretacic		Santa Elena	Tufuri, argile tufacee verzui, argile fracturate și strate de radiolarite.	Circa 700
		Callo	Tufuri și gresii.	Peste 3 300

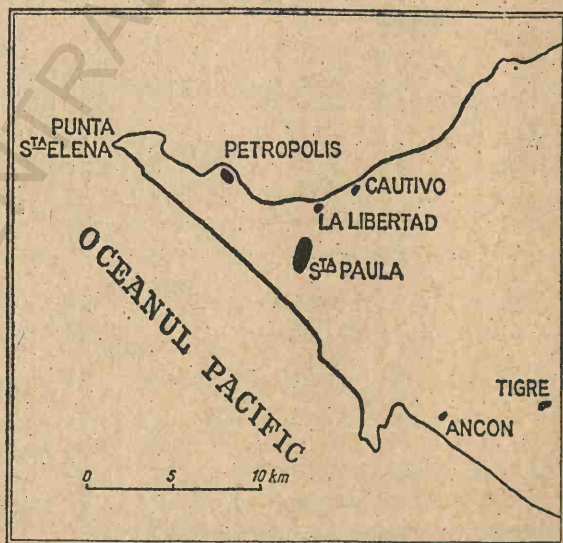


Fig. 256. Structuri din Ecuador.

Tabelul 159

Structurile petrolifere din Ecuador (C. Beca și Em. Georgescu)

Structurile	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		Adâncimea medie a sondelor, m
		Cretacic	Eocen	
Ancón	1912		+	1 520
Cautivo			+	
Libertad, Progreso	1918	+	+	65—1 160
Ahuiquini	1918	+	+	100—330
Achallan, San Luis, Sta. Rita Valparaíso	1919	+	+	230—400
San Raimundo	1928	+		100—330
Carmela	1928*		+	
Manantial, Matilde	1928	+	+	530—1 260
Sta. Paula			+	
Concepcion, Certeza	1930	+	+	165—1 330
Tigre ridicat	1933			300—600
Tigre scufundat	1938		+	1 300
Petrópolis	1939		+	120—850
Lago Agrio	1967			3080

* Reactivată în anul în 1953.

Colectorii acestor structuri sint formați fie de argile fisurate și radiolarite, fie de gresii și nisipuri.



Fig. 257. Structuri petrolifere importante din Peru:

1 — Zorritos; 2 — Los Organos; 3 — Lobitos;
 4 — Negritos; 5 — Parinás — La Brea; 6 — Aguas Calientes; 7 — Maqifa.

Tabelul 161

Structurile petrolifere din Peru (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare					Adâncimea medie a sondelor, m	Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare					Adâncimea medie a sondelor, m
		Cretacic inf.	Cretacic sup.	Paleocen	Eocen	Oligocen				Cretacic inf.	Cretacic sup.	Paleocen	Eocen	Oligocen	
La Brea-								Los Organos	1943				+		610—1520
Parinas	1869			+			1 700	Litoral	1954			+			980
Zoritos-Cope	1871					+	240—630	Humboldt	1955				+		590
Negritos	1890						750—1800	Mirador	1955					+	1 380
Lobitos	1900				+		2 000	Maquia	1957		+				
Aguas								Pacaya	1958		+				650—810
Calientes	1937	+					295—350	Hualtaca	1961						880

95. Bazinul Titicaca

Acest bazin, orientat pe direcția nord-vest-sud-est, se situează pe teritoriile statelor Peru și Bolivia. Partea de nord-vest a bazinului se întinde în limitele Perului, iar cealaltă parte în Bolivia (fig. 32-175). Este încadrat la nord-est de Cordiliera estică a Anzilor iar în sud-vest de Cordiliera vestică a Anzilor, formate, în cea mai mare parte, din depozite paleozoice, care în sud-vest sînt acoperite parțial de roci efuzive terțiare și probabil și de depozite cuaternare. Peste fundamentul bazinului, format din depozite devoniene, urmează depozite marine și continentale ce aparțin Cretacicului superior și care ating o grosime de peste 4 000 m și depozitele continentale ale seriei Puno, groase de circa 6 500 m. Din partea de nord-vest a bazinului s-a explorat petrol din Cretacicul de pe cuta anticlinală faliată Pirin, iar pe bordura de sud-est a bazinului se cunosc manifestări de petrol în Devonian.

96. Bazinul cursului inferior al Amazonului.

Acest bazin, care se întinde pe sinecliza Amazonului, este delimitat la nord de Scutul Guian, la sud de Scutul Brazilian, la est se deschide în Oceanul Atlantic, în zona deltei Amazonului, iar la est este flancat de bolta îngropată a fundamentului-Iquitos (fig. 32-169). În literatura de specialitate, acest bazin se consideră că este separat de două bolți de întindere regională (Purús și Jurúa), dispuse transversal, care îl separă în 3 depresiuni. De la vest la est aceste depresiuni (bazine) sînt: cursul superior al Amazonului, cursul mijlociu al Amazonului, umplute în general cu depozite paleozoice și bazinul cursului inferior al Amazonului.

În ultimii ani, pe versantul de est al bolții Purús, în regiunea Nova Olinda, din argilele fisurate ale Devonianului, în regiunea Antas Mirin și din nisipurile seriei carbonifere Monte Alegre (?) din regiunea Pará s-au obținut debite mici de petrol de la câteva sonde, iar din altele numai indicații de petrol.

97. Bazinul cursului superior al Amazonului

Acest bazin se află în cea mai mare parte pe teritoriul Perului și al Braziliei; numai marginea lui de sud-est se află în Bolivia și marginea de nord-vest este situată pe teritoriul Ecuadorului (fig. 32-768). În nord, bazinul se învecinează cu Bazinul Venezuelei de est și cu ridicarea Sierra de Macarena. În sud el este delimitat oarecum convențional de Bazinul Preandin central. Limita vestică a bazinului este formată de cordilierele de est ale Columbiei, Ecuadorului, Perului și Boliviei, care în cea mai mare parte sînt formate din depozite paleozoice și mai puțin din depozite mezozoice și terțiare, primele fiind reprezentate prin cele cretacice.

În partea de mijloc și de sud a marginii de vest a bazinului este o bandă de cute anticlinale, formate din depozite cretacice și terțiare; unele din ele sînt legate de domuri de sare de vîrstă triasică, după unii geologi jurasică (?). În această fișie de cute anticlinale, de o cută diapiră este legată structura Agua Caliente, care are ca obiect de exploatare gresiile etajului cu același nume și care corespunde intervalului Albian-Turonian. În fața acestei fișii de cute anticlinale este o fișie de brachianticlinale de care sînt legate o serie de structuri. În partea de est bazinul este limitat de versantul vestic al Scutului Guian și în continuare spre sud de ridicarea îngropată a fundamentului Iquitos (care îl separă de bazinul cursului inferior al Amazonului) și de versantul de vest al Scutului Brazilian.

Peste fundamentul bazinului, format din depozite de vîrstă Paleozoic inferior (în partea de vest și de mijloc a lui) și Precambrian (în partea de est), urmează serii ale Paleozoicului, Mezozoicului și Cuaternarului, a căror grosime maximă este de peste 15 000 m. Predomină depozitele Mezozoicului, reprezentate prin Jurasic și în special prin Cretacic, care sînt formate, în cea mai mare parte, din gresii și calcare cu intercalații de argile bituminoase, considerate ca roci mame de petrol (v. tabelul 162).

Marginea estică de platformă și zona centrală a bazinului au fost mai puțin studiate. În restul bazinului, pe întreg intervalul stratigrafic de la Devonian și pînă la Cretacic inclusiv, în special în Cretacic, se cunosc manifestări de petrol.

În afară de structura Aguas Calientes au mai fost descoperite alte structuri, unele cu debite industriale, altele, numai cu indicații de petrol, pe marginea de vest a bazinului. Unele structuri cu debite industriale (Maquia, Inuya, Cahiboya, Pacaya) au ca obiect de exploatare gresiile zaharoide ale Cretacicului superior, care formează un complex de circa 200 m, în care sînt câteva intercalații de marne și argile.

Tabelul 162

Profilul stratigrafic sumar al marginii vestice a părții de nord a bazinului cursului superior al Amazonului (regiunea Oriente din Ecuador)

Vîrsta	Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Cuaternar		Tufuri cu intercalații de argile și nisipuri continentale ce conțin lentile de pietrișuri.	450
Miocen Eocen (?)		Gresii, uneori conglomeratice, conglomerate și argile de diferite culori, uneori cu intercalații de tufuri, alteori cu intercalații subțiri de cărbune.	2500—5000
Cretacic superior- Eocen inf.	Tena	Argile cu intercalații de marne nisipoase și în bază gresii calcaroase.	270—1000
Cretacic (Albian-Coniacian)	Napo	Bancuri subțiri și uneori groase de calcare cenușii deschise pînă la negre, bituminoase, uneori cu concrețiuni silicoase, cu grăunți de glauconit și argile bituminoase cenușii închise pînă la negre.	240—800
Cretacic inferior	Hollin	Gresii masive, adeseori cu stratificație încrucișată, cu lentile sau cu intercalații fine de argile închise nisipoase. Pe alocuri gresiile sînt îmbibate cu petrol asfaltos de care sînt legate iviri de asfalt.	80—240
Jurasic superior, mediu și partea superioară a celui inferior.	Chapiza	Gresii argiloase roșii cu intercalații de argile roșii, uneori gipsifere, conglomeratice, trecînd în grauwake. Argile, uneori tufite; de obicei se întîlnesc și diferite roci efuzive. Frecvente dike-uri de diorite și andezite.	600—4500
Jurasic inferior	San Jago	Strate de calcare negre și cenușii silicioase în alternanță cu argile închise, cu nisipuri și uneori cu tufite și gresii.	1500—2700
Carbonifer	Macuma	Strate subțiri și groase de calcare cenușii închise, cu intercalații de gresii cuarțitice și pe alocuri, în bază, argile negre.	1450
Paleozoic	Tumbunsa și Margajitas.	Șisturi cenușii închise pînă la negre, uneori șisturi grafitoase, pe alocuri înlocuite cu gresii cuarțitice compacte.	1 000
Paleozoic inferior sau Precambrian		Granit cu intruziuni de gnaise și filite.	

98. *Bazinul Bahia (Todos os Santos, Recôncavo)*

Acest bazin, situat în nord estul Braziliei, este legat de un graben ce se întinde pe marginea de est a Scutului Brazilian (fig. 32-173). Este limitat în vest de falia cunoscută sub numele de Marajo, în est de falia Salvador, la nord, oarecum nesigur, de depozitele cretacee, iar în sud se deschide în golful Todos os Santos.

Peste fundamentul Precambrian al bazinului, urmează, în general, depozite mezozoice, reprezentate prin Cretacic și Juristic, care ating o grosime de circa 4 500 m și care formează un monoclinal ce înclină spre sud-est (tabelul 163). În afară de zona de falii transversale din partea centrală a

Tabelul 163

Profilul stratigrafic sumar al Bazinului Bahia

Seria	Grupul, Etajul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Pliocen	Barreiras	Pietrișuri, nisipuri și gresii continentale.	10—50
Cretacic inferior	São Sebastião	Gresii cu intercalații de argile. La marginea bazinului, conglomerate cu elemente mari.	200—2 700
	Ilhas	Argile cenușii cu lentile de calcare oolitice, în baza cărora sînt gresii petrolifere.	500—2 400
	Grupul Santo Amaro Candeias	Șisturi argiloase verzui și argile. Lentile de gresii cu urme de petrol și lentile de calcare.	320—1 800
	Itaparica	Două orizonturi de gresii petrolifere (A și D) ce au în culcuș argile.	50—230
Juristic (?)	Grupul Brotas	Gresii groșiere argiloase la baza cărora este orizontul petrolifer C, gros de circa 80 m; gresii, adeseori cu stratificație încrucișată, groase de circa 140 m, iar în bază, gresii roșietice, ce au o grosime de circa 200 m.	180—420
	Sergi		
	Aliança	Argile cu intercalații de gresii fine, gresii arkoizice masive cu elemente mari, iar în bază un orizont de conglomerat bazaltic.	300—800
Fundamentul		Șisturile cristaline precambriene ale. Scutului Brazilian.	



Fig. 258. Structuri petrolifere din Bazinul Bahia (Brazilia):

1 - Agua Grande; 2 - Aratú; 3 - Candeias; 4 - Dom João; 5 - Itaparica; 6 - Lobato; 7 - Mata de S. João; 8 - Paramirim; 9 - Pojuca; 10 - Rio da Serra; 11 - So-corro; 12 - São Pedro; 13 - Jacuipe; 14 - Taquipe; 15 - Tauá; 16 - Cas-sarongongo; 17 - Jacaranda; 18 - Bre-jinho; 19 - Buracica; 20 - Sauipe.

Tabelul 164

Zonele de acumulare și structurile petrolifere izolate din Bazinul Bahia

Zone de acumulare și structuri importante	Scurtă caracterizare a structurilor ce formează zone de acumulare	Rezer-vorul	Tipul zăcămintelor	Obie-tele de exploa-tare
Partea de sud a grabenului	Dom João-Paramirin-Candeias, Aratú și altele.	Cute anticlinale și brachianticlinale slab exprimate, cute anticlinale și brachianticlinale faliolate.	Zăcămintă strati-forme slab boltite și stratiforme ecranate tectonic.	Creta-cic : etajele Ilhas, Candeias, Itaparica, Sergi.
Zona faliilor din partea centrală a bazinului	Aqua Grande-Pozuca central, Mata de São-Jão	Cute anticlinale, monoclinale.	Zăcămintă strati-forme slab boltite compartimentate și stratiforme ecranate tectonic și stratigrafic.	
Marginea de nord și de sud a bazinului.	Itaparica, São Pedro (marginea de nord a bazinului). Lobato (marginea de sud a bazinului).	Brachianticlinale, monoclinale.	Zăcămintă strati-forme slab boltite compartimentate și stratiforme ecranate tectonic.	

În general nisipuri.

Tabelul 165

Structurile petrolifere și gazeifere din Brazilia (C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		Adâncimea medie a sondelor, m	Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare		Adâncimea medie a sondelor, m
		Devonian	Cretacic				Devonian	Cretacic	
Lobato	1939		+	370	Gomo	1961		+	
Candeias	1941		+	1 000—2 400	Piaçabuçu	1961			
Aratú	1942		+	470—750	Roco Grande	1961		+	
Itaparica	1942		+	550—760	Fazenda				
Dom João	1947		+	290	Panelas	1962		+	
Paramirim	1950		+	140—1 110	Morro do Barro	1962		+	
Pedras	1950		+		Quererá	1962		+	
Aqua Grande	1951		+	260—1 300	Tabuleiro dos				
Matas de San João	1951		+	370—1 160	Martins	1962		+	1 340
Pojuca Central	1953		+	1 400—1 460	Fazenda Azevedo	1962		+	2 560
Nova Olinda	1954	+		2 600	Fazenda Estiva-da	1962		+	3 360
Jacuipe	1956		+	760	Santana	1962		+	2 100
Socorro	1958		+	1 300	Carmópolis	1963		+	
Buracica	1959		+	750	Fazenda Imbé ¹⁾	1964			2 238
Cassarangongo	1959		+	1 650	Miranga	1965		+	1 924
Taquiipe	1959		+	1 200	Aguilhada	1966		+	1 840
Sauipe	1959		+	2 000	Várzea da Flor	1966		+	940
Yacaramdá	1960		+		Meircles	1966		+	490
Brejinho					São João	1966		+	3 580
(Canabrava)	1961		+	1 520	Malombê	1966		+	1 570
Fazenda					Jacuipe Norte	1966		+	3 430
Caruaca	1961		+		Fazenda Onca	1966		+	2 500

¹⁾ Produce din Precambrian

bazinului, o serie de falii longitudinale compartimentează monoclinalul în blocuri cu înclinări diferite.

În bazinul Bahia, în urma prospecțiunilor și explorărilor au fost puse în evidență o serie de zone de acumulare și structuri izolate. Caracterizarea sumară a unora dintre acestea este dată în tabelul 164 și în fig. 258.

Pînă în prezent, cele mai multe structuri ale Braziliei au fost descoperite în bazinul Bahia. În tabelul 165 sînt prezentate structurile în exploatare, atît din Bazinul Bahia, cît și din celelalte bazine de pe teritoriul Braziliei.

99. Bazinul Preandin Central

Acest bazin, cu excepția unei părți din nordul lui, care se află pe teritoriul Boliviei și Paraguayului se întinde pe teritoriul Argentinei (fig. 32-176). În partea de nord, limita dintre ele și bazinul cursului superior al Amazonului

este nesigură, iar în sud o zonă de mare dezvoltare a ramificațiilor Sierrei Pampas, care se afundă de-a lungul malului lui Rio Colorado, se consideră că îl desparte de Bazinul Neuquen. Sierra Pampas reprezintă o serie de blocuri, unele ridicate, altele scufundate, formate, în general, din depozite precambriene, acoperite de depozite ale Paleozoicului superior și Triasicului superior. Ca încadrare vestică a bazinului se consideră unele ramificații ale Sierrei Pampas și în special cea mai mare din — Sierra de Cordoba. În zona blocurilor scufundate ale acestor ramificații, depozitele Miocenului superior și ale Pliocenului formează pe întinderea peneplenizată a fundamentului, un homoclinal. În est, bazinul este delimitat de versantul estic de plat-formă al Scutului Brazilian.

Cordiliera de est a Boliviei și cea de nord a Argentinei, formate, în general, din depozite ordovicene slab metamorfozate, delimitează bazinul în partea de nord-vest. În partea de sud est, bazinul se deschide în Oceanul Atlantic.

În partea de est a bazinului, fundamentul este format din depozite precambriene, în partea de nord a marginii de vest din depozitele Paleozoicului inferior, iar în partea de sud a acestei margini probabil din depozitele Paleozoicului superior. În partea centrală a bazinului, după datele prospecțiunilor seismice, fundamentul se estimează la peste 5 000 m adâncime. În sondele forate pînă la 3 000 m au fost traversate Pliocenul, Miocenul superior, Triasicul superior, Permianul și Devonianul inferior.

Pînă în prezent, acumulări industriale de petrol sînt cunoscute pe marginea de nord-vest a bazinului, unde obiectele de exploatare sînt legate, în special, de depozitele Devonianului și ale Permo-Carboniferului.

Profilul stratigrafic sumar al părții de nord a marginii de vest a bazinului Preandin Central (după Eduardo Luis Padula, cu unele modificări și completări) este redat în tabelul 166.

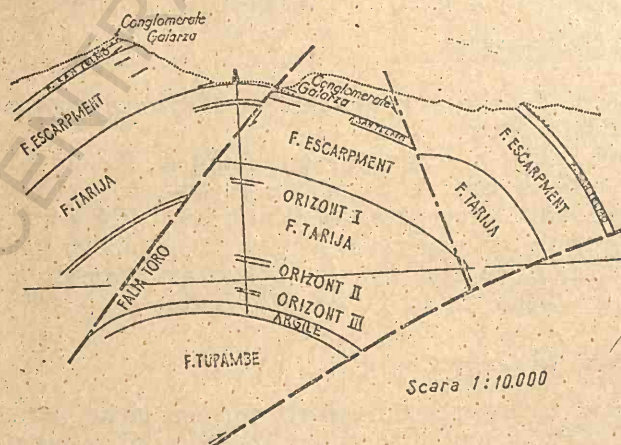


Fig. 259. Secțiune transversală prin cuta anticlinală Toro (Bolivia).

Din punct de vedere tectonic, pe marginea de nord vest a bazinului, este o zonă de cute frontale, formate din depozitele Devonianului, iar la sud de această zonă sînt și depozite siluriene, permieni, triasice și mai puțin depozite cretacice și terțiare. În această zonă, unele structuri sînt legate de brachianticinale faliat, încălecate, ce cuprind atît zăcăminte stratiforme boltite compartimentate cît și zăcăminte stratiforme ecranate tectonic și litologic.

Partea de sud a fișiei cutelor frontale este slab explorată; pe marginea de platformă a bazinului, numărul sondelor de explorare este de asemenea foarte redus. Într-o sondă au fost întîlnite indicații de petrol în depozitele Permo-Carboniferului (?).

În acest bazin, în afară de structurile din partea de nord a Argentinei, sînt situate majoritatea structurilor din Bolivia. În tabelul 167 sînt date structurile din Bolivia, indiferent pe bazinul în care se situează (vezi și fig. 260).

Amplasamentul structurilor din partea de nord vest a Argentinei sînt indicate în fig. 261.



Fig. 260. Structuri petrolifere din Bolivia: 1 — Caranda; 2 — Colpa; 3 — Rio Grande; 4 — Camiri Tatarenda; 5 — Guairuy; 6 — Buena Vista; 7 — Camatindi; 8 — Los Monos; 9 — Sanandita; 10 — Madrejonas; 11 — Toro; 12 — Bermejo.

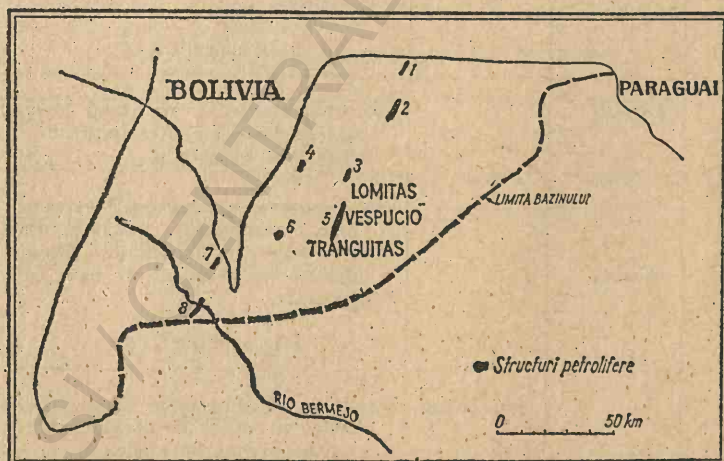


Fig. 261. Structuri petrolifere din Bazinul Pre-Andin Central (Argentina): 1 — Madrejonas; 2 — Campo Durán; 3 — Tartagal; 4 — San Pedro; 5 — Vespucio-Tranquitas; 6 — Ramos; 7 — Aguas Blancas; 8 — Rio Pescado.

Tabelul 166

Profil stratigrafic sumar din nord vestul Bazinului Preandin Central

Sistem, Serie	Etajul	Orizontul	Scurtă caracterizare itologică	Grosimea, m
Neogen	Chaco	Chaco superior	Conglomerate cu intercalații de argile și gresii de culoare brun-roșcată.	Până la 2 500
Paleogen	Chaco inferior	Strate Chaco	Gresii și argile de culoare castaniu-roșietică cu intercalații de conglomerate și tufuri.	
		Strate cu Pelicipode	Argile diferit colorate cu intercalații de gresii. În bază pachete de calcare.	
		Petaca	Argile brun-roșcate, în bază conglomerate. Discordanță	
Albian Danian	Tacuru		Partea superioară : gresii roșii în strate de 3—4 m grosime dovedite bune roci magazin, pe alocuri cu stratificație încrucișată („Gresiile superioare”). Partea inferioară : gresii de culoare deschisă dovedite bune roci magazin. În bază intercalații de conglomerate și calcare. Discordanță	Până la 300
Neocomian	Vitiacua		Calcare cristaline cu apofize și concrețiuni silicioase cu intercalații de marne roșii și verzi.	Până la 200
	Cangapi		Gresii calcaroase zaharoase bine stratificate. Gresii galbene până la roșietice cu stratificație încrucișată („Gresiile inferioare”); pe alocuri, în bază, conglomerate. Discordanță	
Triasic	Mandiyuti	San Telmo Stratele Taiguati	Argile cenușii și roșietice. Gresii galbene masive cu lentile de conglomerate și intercalații fine de argile. Argile diferit colorate cu intercalații de gresii galbene. Pe alocuri, în bază, conglomerate.	Până la 1 800

Tabelul 166 (continuare)

Sistem, Serie	Etajul	Orizontul	Scurtă caracterizare litologică	Grosimea, m
Permian (Permocar- bonifer?)	Machareti	Chorro	Gresii cu intercalații de argile roșii și lentile de conglomerate. Gresii cu intercalații de argile cenușii și lentile de conglomerate. În bază gresii violacee compacte.	Până la 250
		Tupambi	Argile violacee, gresii violet deschis, brune (roci magazin) cu intercalații fine de argile cenușii.	
		Discordanță		
		Iquiri	Alternanță de argile și strate de nisipuri groase de la 0,3 până la 2m, cu intercalații de gresii groase de la câțiva cm până la 15—20 m, dovedite bune roci magazin; rare intercalații de calcare și conglomerate.	
Devonian		Los Monos	Argile cenușii închise și intercalații rare și subțiri de gresii, dovedite bune roci magazin.	Peste 600

Fundamentul

Șisturi metamorfice.

Tabelul 167

Structurile petrolifere și gazeifere din Bolivia
(C. Beca)

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare					Adâncimea medie a sondelor, m
		Devonian	Carbonifer	Permian	Cretacic	Terțiar	
Bermejo	1924		+				1 200
Sanandita	1926		+				400—870
Camiri	1927	+					680—1300
Camatindi	1929	+					800
Guairuy	1947	+					580—750
Los Monos	1950	+	+				1 350
Toro	1955						400—1300
Itapirenda	1956	+	+				1 250
Madrejones	1959			+		+	4 500
Caranda	1960			+	+	+	1 950
Rio Grande	1961			+		+	2 850
Colpa	1961		+				3 300
Tatarenda	1962	+					1 500
Tigre	1966	+					1 750

În unele este productiv Tertiul (Rio Pescado, sonde adânci de 860—1 300 m), în altele Devonianul (Ramos, prin sonde de 950—1 500 m), iar în altele Permo-Carboniferul (Tranquitas, prin sonde ce ating adâncimi de 1 420 m).

100. Bazinul Mendoza

Bazinul (fig. 32-178) este situat în limitele Argentinei și încadrat în vest de lanțul cutat al Cordiliei coastelor, formate din serii groase și intens dislocate ale Precambrianului, Silurianului și Devonianului și din serii ale Triasicului, ce sînt puțin înclinate. Încadrarea estică o formează ramificațiile de vest ale Sierrei Pampas. Din cauza scufundării întregului sistem al Sierrei Pampas către sud, încadrarea sud-estică a Bazinului Mendoza este nesigură, el fiind mărginit de bazinul Preandin central. Același caracter convențional îl are și limita sud vestică a bazinului, unde este mărginit de Bazinul Neuquen. Această delimitare se schițează în regiunea fluviilor Diamante și Atuel pe extinderea sud estică a unor ridicări ce aparțin Cordiliei în axa căreia apar seriile metamorfice ale Paleozoicului inferior și posibil ale Precambrianului. În nord, bazinul se îngustează, fiind prins între Cordiliera și Sierra Pampas. De-a lungul marginii cutate de vest se întinde fișa cutelor frontale formate din depozite terțiare și triasice.

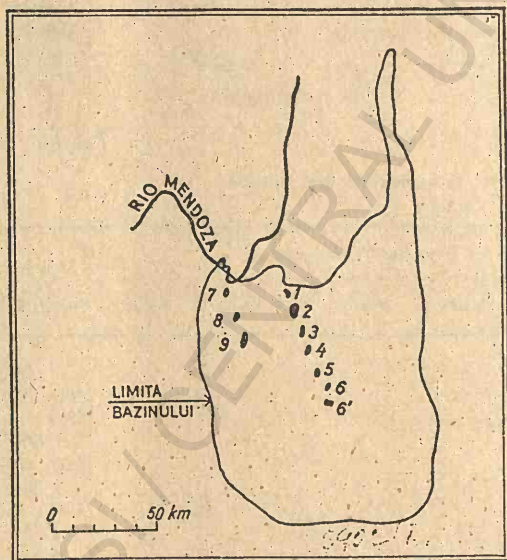


Fig. 262. Structuri petrolifere din Bazinul Mendoza (Argentina):

1 — Lunlunta; 2 — Barrancas; 3 — El Carizal; 4 — Rio Tunuyan; 5 — La Ventana; 6 — Punta de Las Bardas; 6' — Vacas Muertas; 7 — Cacheuta; 8 — Piedras Coloradas.

Peste fundamentul bazinului, format din depozite paleozoice, urmează cele triasice, neogene și cuaternare. Cea mai mare grosime o au depozitele triasice și neogene, ce ating circa 3 000 m.

În acest bazin, în urma explorărilor au fost puse în evidență două zone de acumulare de petrol și gaze, formate din cute anticlinale faliat și adesea încălecat. În afară de acestea, au fost descoperite și o serie de brachianticlinale izolate. Colectorii structurilor sînt formați din gresii tufacee, conglomerate și uneori din argile și tufuri fisurate, care formează obiectele de exploatare fie ale etajelor Victoria și ale Orizontului conglomeratelor roșii (Triasic) fie, în mai mică măsură, ale etajului Marinio (Tertiul).

Structurile importante din acest bazin sînt: Cachueta, Tupungato, Piedras Coloradas, Lunlunta, Barrancas, El Carrizal, Punta de Las Bardas, Vacas Muertas, Cajon de los Cabalos.

101. Bazinul Neuquen

Acest bazin este situat pe teritoriul Argentinei (fig. 32-180). În nord est bazinul este limitat convențional de Bazinul Mendoza și de Bazinul Pre-andin central. În sud este limitat de versantul nordic al masivului de nord al Patagoniei (format din depozite precambriene, acoperite, în parte, de depozite sedimentare și efuzive ale Cretacicului superior, de depozite paleogene, pliocene și cuaternare). În vest bazinul este încadrat de terminația sudică a Cordiliei Coastelor (o ramificație a edificiului cutat al Anzilor). În sud-est, versantul estic de platformă al bazinului ia contact cu litoralul Oceanului Atlantic.

În partea de vest a marginii de sud a bazinului, peste fundament, format probabil din granodiorite paleozoice și roci metamorfice, urmează depozite paleozoice, cretacice, paleogene și mio-pliocene; ultimele au fost traversate pe o grosime egală cu aproximativ o jumătate din adîncimea sondelor forate în această parte a bazinului (care au atins adîncimea de 3 000 m). În vestul bazinului, în cuvertura sedimentară, în afară de Paleogen, predomină depozitele mezozoice, reprezentate prin Cretacic, Jurasic și Triasic.

Din punct de vedere tectonic, în cuprinsul bazinului s-au deosebit o serie de branchianticlinale și anticlinale, atît în partea centrală cît și de-a lungul marginii de vest și de nord. Pe marginea de sud a bazinului, în cuvertura sedimentară au fost puse în evidență o serie de cute anticlinale legate de ridicări ale fundamentului în această parte. De aceste zone de cute sînt legate zone de acumulare și structuri petrolifere și gazei-

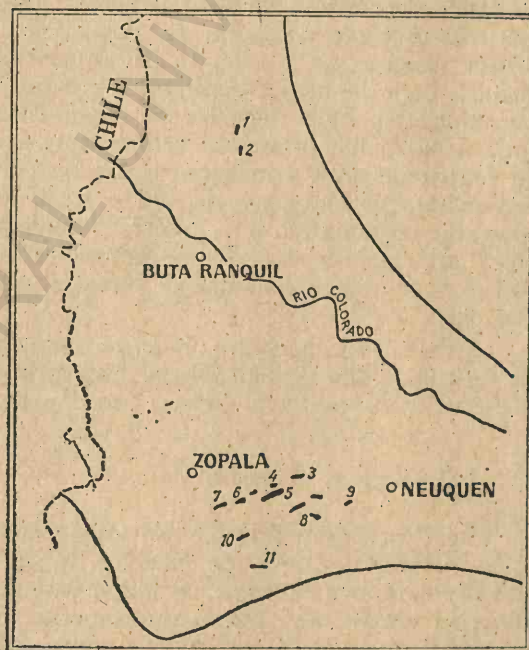


Fig. 263. Structuri petrolifere din Bazinul Neuquen (Argentina):

1 - Pampa Palauco; 2 - Ranguil; 3 - S. Barosa; 4 - B. Gonzales; 5 - Plaza Huincul; 6 - Co. Bandera; 7 - Co. Atravesado; 8 - Challaco; 9 - Senillosa; 10 - Co. Lotena; 11 - El Sauce.

fer. În partea de nord a bazinului se cunosc structuri petrolifere legate de lacolite, ale căror zăcămintele sînt stratiforme ecranate tectonic.

În acest bazin, principalele obiecte de exploatare sînt Oxfordian-Kimmeridgianul și „Gresiile intermediare” care acoper această formațiune; în partea de nord a bazinului sînt productive porfiritele din Triasic și argilele verzi din Cretacic; rezultate slabe de producție s-au obținut și din rocile eruptive fisurate. Structurile importante din Bazinul Neuquen sînt reprezentate în fig. 263.

102. Bazinul Patagoniei

Acest bazin este situat în partea de sud-est a Argentinei (fig. 32-181). În nord este limitat de masivul de nord al Patagoniei, în sud de masivul Deseado sau masivul de sud al Patagoniei (ambele formate din depozite precambriene), în vest de Cordiliera Patagoniei (formată din depozite cretacice și paleogene străbătute de intruziuni de granodiorite), iar în est se deschide în golful San Jorge al Oceanului Atlantic. În partea de est, unde au fost descoperite o serie de structuri petrolifere, fundamentul este format din roci eruptive acoperite de depozitele Mezozoicului, reprezentate prin Triasic, Jurasic și Cretacic. În partea centrală și de vest a bazinului au fost întîlnite depozite ale Carboniferului superior, Permianului, Jurasicului și Cretacicului și sporadic depozite de vîrstă Paleogen și Neogen. În partea centrală a bazinului, depozitele sedimentare ating o grosime de circa 5.000 m. În partea de nord a marginii estice de platformă se cunosc două zone de acumulare, iar în partea de sud o zonă de acumulare. Structurile acestor zone sînt reprezentate prin cîte anticlinale faliolate, în care în afară de obiectivul principal de exploatare reprezentat de etajul Chubutiano (Cretacic superior) se mai exploatează și Jurasicul și formațiile Salamanca și Cico din Paleogen.

Structurile importante din acest bazin sînt: Comodoro Rivadavia, Pampa de Castillo, Valle Co San Diego, Escalante, El Trebol, Tordillo, Intermedio, Meseta Espinosa, Caleta Olivia, Caradon Sero, Poco Truncado.

103. Bazinul Preandin de sud

Acest bazin se întinde pe teritoriile statelor Chile și Argentina (fig. 32-182). Este încadrat la nord de masivul de sud al Patagoniei, Deseado, format din depozite precambriene, la sud și vest de Cordilierele Patagoniei, formate din roci efuzive ale Jurasicului superior și din serii sedimentare cretacice și posibil și paleogene, iar în est marginea platformică a bazinului se deschide în Oceanul Atlantic.

Peste fundament, format din roci efuzive ale Jurasicului, urmează serii groase ale Cretacicului inferior și în măsură mai mică cele ale Cretacicului superior, Paleogenului și Neogenului.

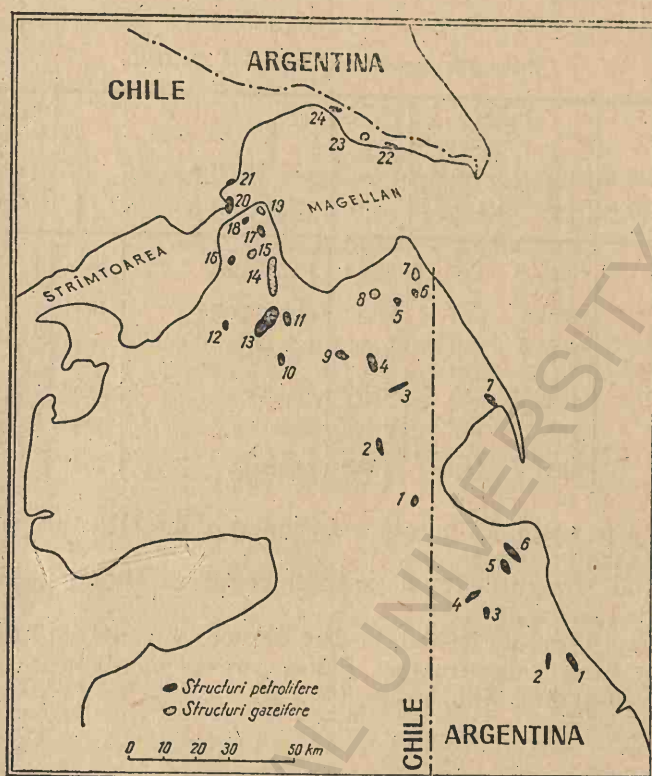


Fig. 264. Structuri petrolifere din Bazinul Pre-Andin de sud (Chile și Argentina):

Chile: 1 – Gaviota; 2 – Flamenco; 3 – Tres Lagos; 4 – Cullen; 5 – Albatros; 6 – Cormoran; 7 – Catalina; 8 – Calafate; 9 – Lynch; 10 – Chillán; 11 – Sombrero; 12 – Lautaro; 13 – Victoria; 14 – Vertientes-Chanarcillo; 15 – M. Sur; 16 – Punta Baja; 17 – Manantiales; 18 – Angostura; 19 – Espora; 20 – Faro Este; 21 – Punta Delgada Este; 22 – Daniel; 23 – Posesión; 24 – Condor.
Argentina: 1 – Río Chico; 2 – Los Patos; 3 – Río Aviles; 4 – S. Goyo; 5 – A. Gama; 6 – La Sara; 7 – C. Nombre.

În acest bazin, aproape întreaga activitate de exploatare este legată de marginea platformică de est, unde au fost puse în evidență o serie de brachianticlinale mai pronunțate în adâncime, respectiv în Jurasic și Cretacic, și mai puțin în etajele Terțiarului.

Așa după cum reiese din tabelul 168, obiectul principal de exploatare îl formează nisipurile Cretacului superior, cunoscut sub numele de „nisipurile Springhill”. În ultimii ani s-au descoperit zăcămintele și în gresiile eocene (structura Natales). Zăcămintele, în general, sînt stratiforme ecranate litologic, legate de efilaria nisipurilor Springhill. În ultima perioadă au fost

Tabelul 168

Structurile petrolifere și gazeifere din Chile

Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare; Nisipurile Springhill (Cretacic superior)	Adinci- mea medie a son- delor, m	Structura	Anul descoperirii	Obiectele de exploatare; Nisipurile Springhell (Cretacic superior)	Adinci- mea medie a son- delor, m
Victoria	1950	+	2 240	Flamengo	1954	+	1 890
Chañarcillo	1951	+	2 220	Manantiales	1954	+	2 240
Sombrero	1952	+	2 400	Calafate	1956	+	1 700
Punta Delgado	1952	+	2 250	Daniel	1960	+	1 700
Chillán	1953	+	2 200	Posesión	1960	+	1 770
Cullen	1954	+	1 600	Manzano	1964	+	3 350

descoperite și pe marginea cutată a bazinului două structuri, din care una produce gaze din gresile eocene.

În general, structurile din acest bazin conțin zăcăminte de gaze și câteva zăcăminte de condensat.

În Bazinul Preandin de sud, în Țara de Foc, pe teritoriul Argentinei, sînt de asemenea o serie de structuri, dintre care se menționează: Los Patos, Rio Chico, C. Nombre, Rio Aviles, La Sara.

X. Dinamica prospecțiunilor, explorărilor și exploatărilor zăcămintelor de petrol și de gaze în decursul ultimilor 100 de ani

Din literatura de specialitate reiese că pînă în anul 1900, iar în unele țări cîțiva ani după această dată, zăcămintele de petrol și de gaze au fost descoperite incidental. Ulterior, descoperirea zăcămintelor de petrol și de gaze a fost rezultatul unor cercetări organizate.

În dezvoltarea prospecțiunilor, explorărilor și exploatărilor zăcămintelor de petrol și de gaze în decursul ultimilor 100 de ani (1860—1960) se pot deosebi trei mari perioade.

Prima perioadă, poate fi considerată pînă în anul 1900, cînd numărul țărilor în care au fost descoperite zăcămintele de petrol și de gaze era destul de mic.

În Europa, pînă în anul 1900 erau cunoscute exploatări în România, U.R.S.S., Polonia și Germania.

În Orientul Apropiat, pînă în anul 1900 n-a fost descoperit nici un zăcămint de petrol, iar în Orientul Îndepărtat erau în exploatare zăcămintele în India, Birmania, Indonezia și Japonia, din care numai ultima era menționată în statisticele internaționale.

Pe continentul African, în nordul Algeriei se cunoșteau exploatările de la Ain-Zeft, iar în America de Sud existau exploatări numai în Peru și după unele statistici și în Trinidad.

În America de Nord se cunoșteau exploatări în S.U.A., iar în Canada, deși s-au descoperit zăcămintele înainte de 1900, exploatarea lor a început după acest an.

A doua perioadă poate fi considerată că își are începutul în intervalul 1901—1910, cînd s-a descoperit motorul cu explozie, și a durat pînă în anul 1940, cînd se cunoșteau zăcămintele de petrol și gaze în 38 de țări. În această perioadă, creșterea consumului de combustibili lichizi, determinată de descoperirea motoarelor cu ardere internă, a determinat un avînt al cercetărilor pentru descoperirea petrolului.

Perioada a treia începe din anul 1940, cînd în urma volumului mare de lucrări de prospecțiuni și de explorări au fost descoperite zăcămintele de petrol și de gaze în încă o serie de țări, ajungîndu-se ca în anul 1962, numărul țărilor producătoare de petrol să fie de 60.

Volumul lucrărilor de foraje a crescut în continuu. În anul 1950, forajul de explorare s-a triplat în comparație cu anul 1938 (tabelul 169).

Analizînd evoluția producției de petrol începînd din anul 1860, se constată o creștere lentă pînă în anul 1915, apoi o creștere mai pronunțată pînă prin anul 1945, cînd a avut loc o dublare a producției. La finele anului 1966, producția mondială de petrol a fost de 1 632 milioane tone (fig. 265).

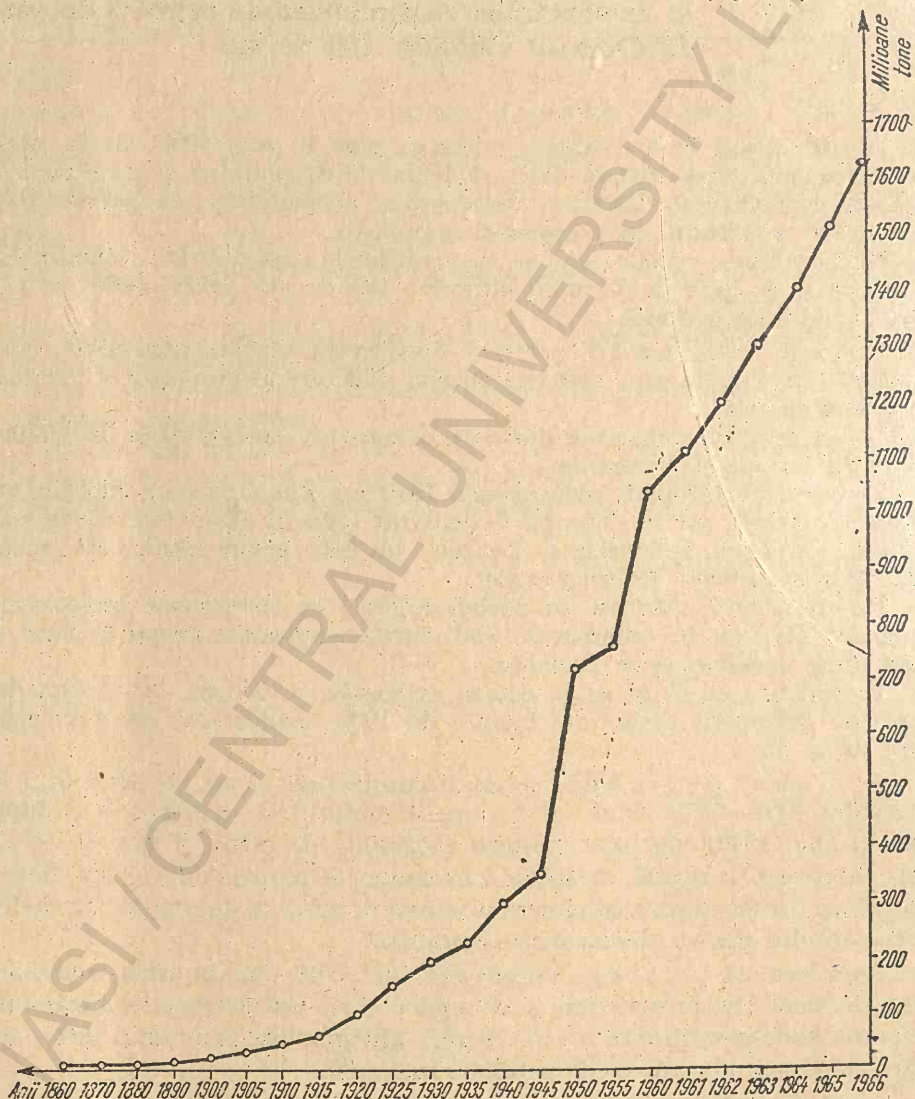


Fig. 265. Evoluția producției mondiale de petrol între anii 1860 și 1966.

Tabelul 169

Dinamica forajului în anii 1938, 1950, 1960

Anii	Milioane de metri foraji		Numărul de sonde	
	Total	din care foraj de explorare	Total	din care sonde de explorare
1938	32	5	33 000	3 500
1950	70	15	50 000	10 500
1960	85	27	62 000	20 000

Evoluția producției de petrol pe continente între anii 1938 și 1960 este dată în graficul din fig. 266, din care se vede că cea mai mare producție de petrol a fost dată în acest interval de America de Nord, urmată în ordine de Asia, Europa, America de Sud și Africa.

Din repartitia procentuală, pe continente, a producției mondiale de petrol pe intervalul 1938—1960, se observă că la începutul acestui interval, America de Nord deținea aproape 2/3 din producția mondială de petrol, Africa 0,08% iar cealaltă treime se repartiza aproximativ egal între Asia și Europa și America de Sud. La sfârșitul intervalului, repartitia procentuală

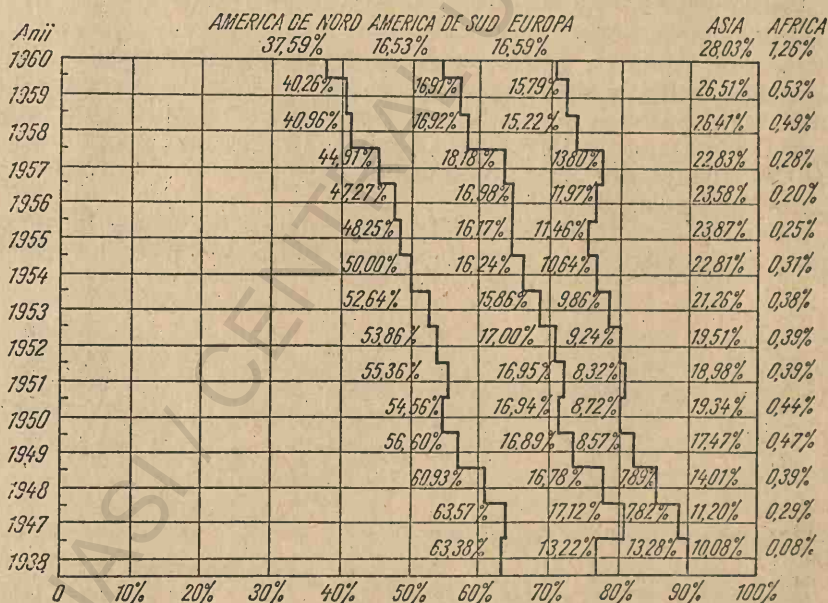


Fig. 266. Producția de petrol pe continente (exprimată în procente) între anii 1938 și 1960

a producției de petrol, ca urmare a descoperirii de noi zăcăminte cu producție mare, în special în Asia și Africa, se prezintă astfel: America de Nord 37,59%, Europa 16,59%, America de Sud 16,53%, în timp ce Asia și-a triplat procentul de contribuție la producția mondială ajungând la 28,03%, iar Africa, unde marea majoritate a zăcămintelor cunoscute în prezent au fost descoperite aproape la sfârșitul intervalului sus menționat, a atins un procent de producție de 1,26%.

În intervalul de timp 1960—1965 procentul mediu de creștere a producției de petrol a fost de circa 7,4%. Producția de petrol în anul 1966 a crescut în America de Nord cu 29 milioane tone, în Orientul Mijlociu cu 50 milioane tone, iar în Africa cu 27 milioane tone, unde o creștere remarcabilă înregistrează Libia.

U.R.S.S. a înregistrat în 1966 o creștere a producției cu 9% față de anul precedent.

În fig. 267 este prezentată diagrama repartiției procentuale a rezervelor de petrol și gaze pe formațiuni geologice, pentru țările în care datele publicate au permis întocmirea diagramei.

Zăcămintele de petrol au fost descoperite în toate depozitele sedimentare de la Precambrian până la Cuaternar.

De depozitele *Paleozoicului inferior* sînt legate rezerve destul de mici (3%). Totuși unele structuri în S.U.A. (Eldorado și Oklahoma-City), în Algeria (Hassi-Messaoud), în Canada, Libia, Maroc s-au dovedit bine productive din aceste depozite.

Rezervele sigure de petrol legate de depozitele *Paleozoicului superior* au o pondere de 6% și sînt concentrate în S.U.A., Canada, Algeria și Libia. Cele mai multe dintre ele sînt în S.U.A. Aici sînt petro-gazeifere formațiunile terigene carbonatate din Devonian, Carbonifer și Permian, litoral-marine și marine. De acestea sînt legate obiectele de exploatare ale marii zone petro-gazeifere Panhandle, din S.U.A.

În Canada, în depozitele Devonianului, puternic dezvoltate între Scutul Canadian și Cordilieri, sînt cantonate aproape jumătate din totalul rezervelor

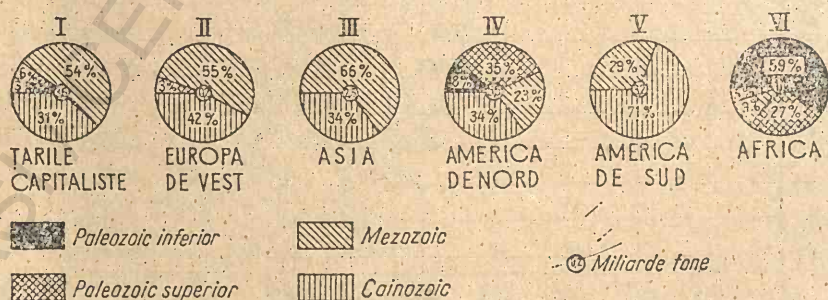


Fig. 267. Diagrama repartiției procentuale a rezervelor de petrol și gaze pe formațiunile geologice din Paleozoic, Mezozoic și Cainozoic

recuperabile din această țară. Colectoarele celor mai mari structuri din această țară, Redwater și Leduc, sînt formate din calcare recifale.

În Algeria și Tunisia sînt petro-gazeifere gresiile din Devonian și Carbonifer.

De depozitele *Mezozoicului* sînt legate importante rezerve de petrol. Cea mai mare parte din ele se află pe teritoriile statelor Kuwait, Arabia Saudită, Zona Neutră, Bahrein, Iran, Irak și au ca obiecte de exploatare calcarele fisurate cavernoase, uneori recifale, din Jurasic și calcarele, nisipurile și gresiile din Cretacic.

În S.U.A. sînt cunoscute peste 850 de structuri din care se exploatează petrol și gaze din depozitele mezozoice și unele din aceste structuri s-au dovedit foarte productive. De exemplu, capacitatea petroliferă a structurii East Texas, din care s-au extras peste 500 milioane tone petrol, este legată de gresiile Cretacului superior.

Depozitele mezozoice s-au dovedit bine productive și în America de Sud.

În Africa rezervele sigure de petrol legate de depozitele mezozoice sînt estimate la circa 90 milioane tone.

În Asia se estimează că 60% din rezerve sînt legate de depozitele mezozoice.

În țările Europei de Vest, rezervele sigure de petrol cantonate în depozitele mezozoice sînt de circa 124 milioane tone.

În formațiunile *Cainozoicului* rezervele sigure de petrol sînt estimate la 13,3 miliarde tone, dintre care 7,3 miliarde tone în limitele teritoriului Iranului și Irakului; unde sînt productive în special calcarele fisurate și cavernoase de vîrstă Oligocen-Miocen inferior.

Rezerve mari de petrol legate de depozitele cainozoice sînt și în Indonezia (1,3 miliarde tone).

Majoritatea zăcămintelor din Asia de sud-est sînt legate de depozitele cainozoice.

Rezerve mari de petrol sînt și în regiunea lacului Maracaibo, fiind estimate la 1,6 miliarde de tone.

În S.U.A. sînt cantonate 1,6 miliarde tone de petrol în gresiile Oligocenului și Eocenului și în nisipurile Miocenului și Pliocenului.

Mai dispun de rezerve mai mici de petrol în Cainozoic următoarele țări: Mexicul (27 milioane tone), India (100 milioane tone), Borneo (70 milioane tone), Columbia (56 milioane tone), Libia (50 milioane tone), Italia (47 milioane tone), Austria (40 milioane tone) ș.a.

În U.R.S.S., o parte importantă din totalul rezervelor de petrol este cantonată în Paleozoicul superior; circa 23% din rezervele inițiale de petrol ale țării aparțin Neogenului și 7% Paleogenului. Repartizarea rezervelor de petrol din U.R.S.S. a fost sensibil modificată în ultimul timp de descoperirea unor zăcămintele industriale de petrol în depozitele Cambrianului și Mezozoicului.

Rezervele mondiale de gaze dovedite în anul 1967 sînt de 27 412,8 miliarde m^3 și sînt repartizate astfel:

America de Nord	—	9 638,9	miliarde m^3
Asia	—	7 388,3	miliarde m^3
Africa	—	4 695,5	miliarde m^3
America de Sud	—	1 898,9	miliarde m^3
Europa (fără țările din partea de est)	—	3 791,2	miliarde m^3

În S.U.A. rezervele de gaze în anul 1967 erau de 8 280,5 miliarde m^3 . Cea mai bogată zonă gazeiferă din S.U.A. este Panhandle unde debitele inițiale ale sondelor au fost de 1,5—3 milioane m^3 /zi, grosimea totală a seriei productive fiind de circa 400 m. Importante rezerve de gaze are Canada (1 358,5 miliarde m^3), Venezuela (900 miliarde m^3), Mexic (328,2 miliarde m^3) și Argentina (225,3 miliarde m^3). În ultimii ani, rezerve mari de gaze au fost descoperite în Algeria și Libia; zăcămintele din aceste țări, parțial explorate, au rezerve dovedite de gaze de 3 962 miliarde m^3 (Algeria) și 424,5 miliarde m^3 (Libia).

În Europa de vest, rezervele dovedite de gaze ale Olandei sînt 2 320,6 miliarde m^3 , ale R.F.G. de 240,6 miliarde m^3 , ale Franței tot de 240,6 miliarde m^3 , iar ale Italiei de 155,6 miliarde m^3 .

În Orientul Mijlociu rezerve mari de gaze au: Kuweit (976,4 miliarde m^3), Arabia Saudită (990,5 miliarde m^3), Iran (3098,9 miliarde m^3) și Irak (566 miliarde m^3). În 1967 rezervele de gaze ale U.R.S.S. au fost evaluate la 42 000 miliarde m^3 rezerve dovedite și 18 000 miliarde m^3 rezerve probabile.

O repartitie a rezervelor de gaze după vîrsta depozitelor geologice în care sînt cantonate este mai greu de făcut din lipsă de date. Se poate estima totuși că aproximativ 45% din rezervele din țările capitaliste se găsesc în Paleozoicul din S.U.A., Canada și Algeria și 15% din rezervele sigure de gaze ale țărilor capitaliste sînt cantonate în Mezozoicul Platformei Arabe. Rezerve importante de gaze în depozitele mezozoice sînt și în S.U.A., Mexic, Venezuela și Argentina. De gresiile Triasicului este legat unul din cele mai mari zăcămintele din lume, Hasi-R'Mel (Algeria), ale cărui rezerve sînt evaluate la 300 miliarde m^3 .

O parte importantă din rezervele sigure de gaze din depozitele Cainozoicului sînt în S.U.A., Venezuela, Mexic, Chile și Bolivia, iar în calcarele seriei de Asmari din Depresiunea Mesopotamiei sînt concentrate peste 10% din rezervele dovedite de gaze. Aproape toate zăcămintele industriale de gaze din Asia de sud est și Extremul Orient sînt legate tot de depozitele Cainozoicului. Rezerve mari de gaze sînt cantonate și în depozitele mio-pliocene din România.

În U.R.S.S. peste 80% din zăcămintele de gaze sînt pur gazeifere. Rezervele inițiale de gaze din U.R.S.S. după vîrsta depozitelor geologice au fost repartizate aproximativ astfel: Paleozoic 32% (din care Devonian 3%), Carbonifer 12%, Permian 17%), Mezozoic 41% (Jurasic 5%, Cretacic 36%), Cainozoic 27% (Paleogen 12%, Neogen 15%).

Perspective mari pentru zăcămintele de gaze prezintă depozitele Mezozoicului din Asia centrală, Caucazul de nord, Siberia de vest și de est. Mari rezerve de gaze se consideră că ar putea exista în Paleozoicul superior din Platforma Rusă.

Cunoașterea potențialului de hidrocarburi al depozitelor paleozoice-cainozoice în diferite regiuni de pe glob legate de depresiuni premontane, intramontane și de platformă și prospectarea de noi regiuni cu caracter asemănător celor dovedite productive sînt obiectivele explorărilor de viitor. Această tendință este simțită pe aproape tot globul și permanent informațiile referitoare la rezervele de petrol și gaze sînt modificate în urma descoperirilor ce se fac.

Evoluția prospecțiunilor, explorărilor și a extracției de petrol și de gaze în Europa. Lucrările de prospecțiuni efectuate în Europa în perioada 1960—1963 au constatat în prospecțiuni geologice, prospecțiuni seismice, prospecțiuni gravimetrice, magnetometrice și electrometrice.

Cunoscîndu-se eficacitatea metodei seismice în descoperirea de structuri, se observă o creștere în ceea ce privește aplicarea acestei metode în majoritatea țărilor.

În România, în anul 1951 au lucrat 8 echipe geofizice, iar în anul 1964 numărul acestora a ajuns la 61 dintre care: 49 de seismică, 8 de electrometrie și restul alte metode.

În tabelul 170 este arătată creșterea numărului echipelor de seismică în prospecțiunile geofizice.

Tabelul 170

Creșterea numărului echipelor de seismică în prospecțiunile geofizice pe glob

	1950	1955	1958	1961	1965 (prevăzute)
Numărul de echipe de geofizică din care :					
echipe de seismică	279	506	785	1 156	1 660
	118	279	447	850	1 200

(după „Oil and Gas Journal” -21 noiembrie 1960)

Din statisticile cunoscute reiese că în perioada susmenționată ponderea lucrărilor de prospecțiuni geologice a scăzut treptat, cu excepția Greciei, Italiei, Portugaliei, Spaniei, Belgiei și regiunii Spitzbergen.

A crescut atît numărul de metri de foraj aferenți explorării cît și cei aferenți exploatării.

Evoluția forajului total și a celui de cercetare geologică în România este prezentată în graficul din fig. 268.

Evoluția producției de petrol din România este arătată în fig. 269, iar evoluția producției de gaze în intervalul 1940—1966 este arătată în fig. 270.

Evoluția producției de petrol din Europa este dată în tabelul 171.

Numărul de sonde productive și producția pe sondă-zi pe anii 1960, 1963 și 1967 din unele țări europene sînt arătate în tabelul 172.

În evoluția producției de gaze se constată pentru majoritatea țărilor o creștere, așa după cum reiese din tabelul 173.

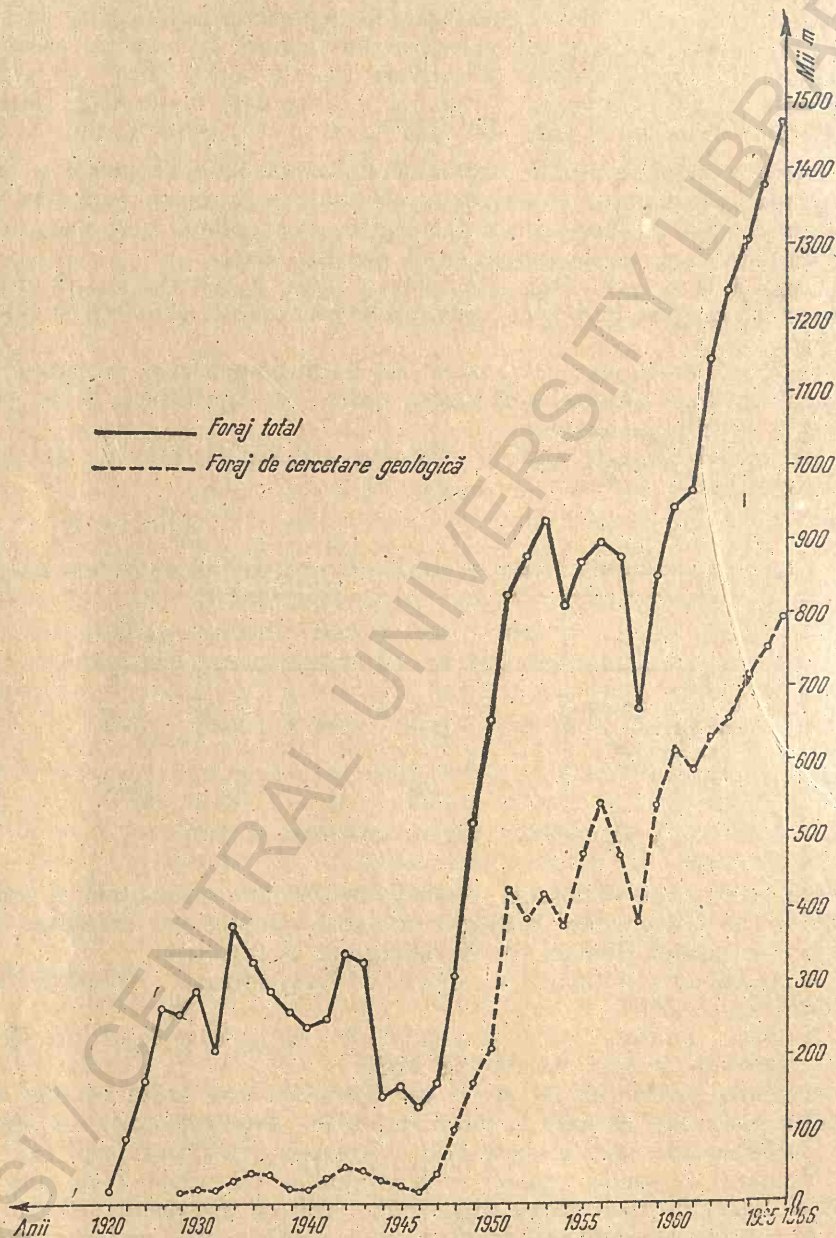


Fig. 268. Evoluția forajului în România.

În prezent, lucrările de prospecțiuni continuă în marea majoritate a țărilor din Europa. În ultimul timp (1963—1966) astfel de prospecțiuni s-au făcut și în țări în care aceste lucrări nu au avut loc (Suedia).

Lucrări de prospecțiune și explorare se desfășoară începînd din 1962 în Marea Nordului, unde au fost descoperite zăcăminte de hidrocarburi.

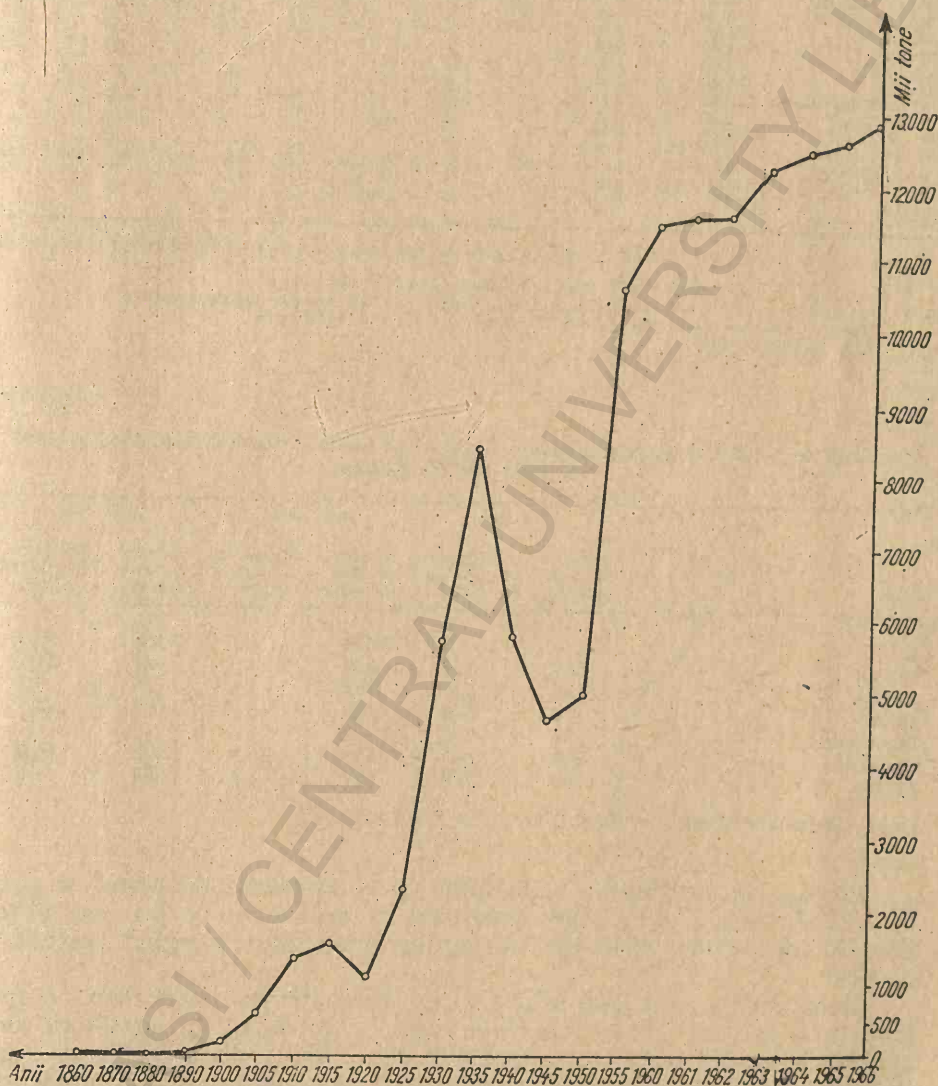


Fig. 269. Evoluția producției de petrol în România între anii 1860 și 1966

Evoluția producției de petrol

Țara	Anul începerii extracției	Greutatea specifică a petrolului	Producția de petrol									
			1860	1870	1880	1890	1900	1905	1910	1915	1920	1925
U.R.S.S.	1863	—	—	23	406	3 702	9 841	7 499	9 597	9 353	3 832	7 295
R. S. România	1857	0,84	1	11	16	42	225	615	1 353	1 588	1 109	2 317
R. F. a Germaniei	1880	0,89	—	—	1	15	50	78	145	121	35	79
Austria	1936	0,93	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Franța	1919	0,90	—	—	—	—	—	—	—	—	55	66
Olanda	1944	0,90	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Italia	1890	0,82	—	—	—	—	—2	6	7	7	5	8
R. S. F. Jugoslavia	1936	0,89	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
R. P. Ungară	1937	0,91	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
R. P. Albania	1935	0,94	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
R. P. Bulgaria	1954	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
R. P. Polonă	1874	0,85	—	—	32	92	326	802	1 736	730	766	812
R. S. Cehoslovacia	1919	0,93	—	—	—	—	—	—	—	—	10	23
Anglia	1936	0,83	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
R.D. Germană	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Europa:			1	34	555	3 851	10 444	9 000	12 838	11 799	5 812	10 600

Statistical Yearbook 1956 și 1959; Breviarul Statistic al R.P.R. 1961;
Buletinul A.A.P.G.; World Oil; Bergmanhoche Zeitschrift — 1962; Anuarie Statistique 1958 și 1965;
Nations Unies New York 1958 și 1965; Petroleum Press Service ianuarie 1967;
Erdöl und Kohle, 1968.

Tabelul 172

Numărul de sonde productive și producția de petrol pe sonda-zi în anii 1960, 1963 și 1967 în unele țări din Europa

Țara	Anul 1960		Anul 1963		Anul 1967	
	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi
R.F.G.	3 881	4,3	3 853	5,2	3 465	6,3
Franța	528	10,9	560	12,3	321	24,1
Anglia	239	1,0	239	1,4	39	6,5
Italia	174	27,5	103	48,8	132	33,5
Jugoslavia	230	7,2	—	—	—	—
Olanda	389	15,0	406	15,0	379	16,0
Austria	839	8,8	974	7,4	1 354	5,4

După Erdöl und Kohle Nr. 5-1961, Nr. 6-1964 și Nr. 7-1968.

Evoluția prospecțiunilor explorărilor și a extracției de petrol și gaze în Asia. În Asia, până în 1915, activitatea de prospecțiuni a fost mai puțin intensă. Între 1915 și 1940, lucrările au fost intensificate atingând maximum în 1950.

Dacă până în anul 1900 în statisticile internaționale apare numai o singură țară asiatică producătoare de petrol (Japonia), în următorii ani, explorările au dat rezultate în încă alte două țări (India și Indonezia), iar în 1940 numărul țărilor producătoare de petrol, ca urmare a explorărilor făcute, s-a ridicat la 11, ajungând în 1963 la 19.

în țările din Europa

Tabelul 171

pe ani, mii tone

1930	1935	1940	1945	1950	1955	1960	1961	1963	1964	1965	1966	1967
18 612	24 140	31 000	19 400	37 900	70 800	147 859	166 068	206 069	223 603	243 000	265 000	289 800
5 744	8 383	5 810	4 640	5 000	10 600	11 500	11 582	12 233	12 395	12 571	12 825	13 210
170	427	1 056	543	1 119	3 147	5 530	6 204	7 383	7 673	7 900	7 850	7 920
—	—	413	445	1 700	3 665	2 448	2 356	2 620	2 663	2 850	2 854	2 685
76	75	—	39	151	885	1 980	2 160	2 517	2 850	3 000	2 988	2 824
—	—	—	6	705	1 024	1 918	2 064	2 215	2 270	2 380	2 395	2 219
8	17	11	7	8	205	1 998	1 972	1 784	2 687	2 600	2 231	1 616
—	—	1	20	110	257	944	1 341	1 611	1 799	2 063	2 231	2 475
—	—	254	655	512	1 601	1 217	1 457	1 757	1 801	1 802	1 750	1 622
—	—	—	—	132	208	728	771	751	830	875	925	1 090
663	515	82	—	162	150	200	207	173	160	229	400	500
23	30	29	13	102	160	194	203	212	282	338	400	482
—	—	145	191	160	152	148	151	180	195	180	200	210
—	—	—	—	—	—	—	—	125	129	80	78	93
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	60	100	100
25 326	33 589	38 801	25 459	47 761	92 974	176 801	196 690	239 630	259 337	279 845	302 246	326 946

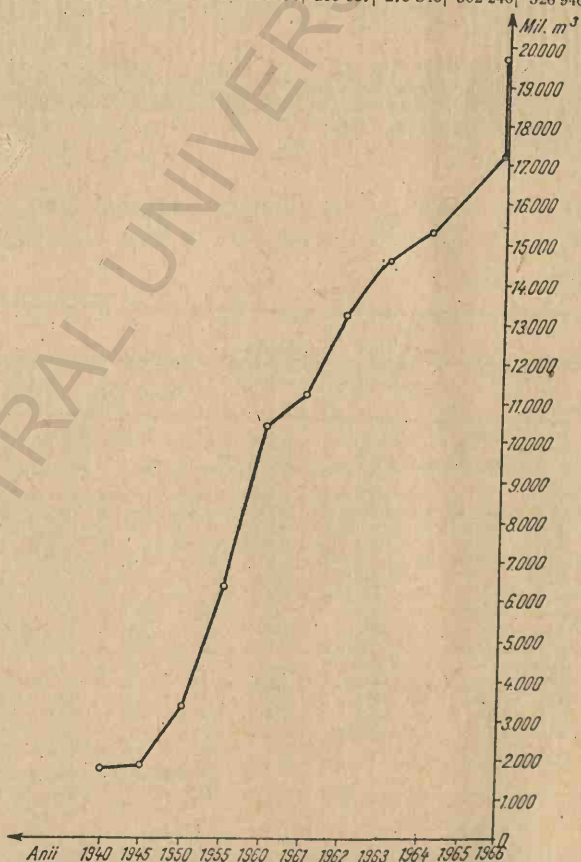


Fig. 270. Evoluția producției de gaze în România între intervalul 1940—1966

Tabelul 173

Evoluția producției de gaze — în unele țări din Europa (în milioane m³)

ȚARA	1940	1945	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965
U.R.S.S.	3 219	3 278	5 761	8 989	45 300	58 981	73 525	89 832	108 566	127 666
România	1 757	1 842	3 350	6 307	10 330	11 141	13 160	14 548	15 738	17 453
Polonia	—	102	183	393	541	723	791	945	1 231	1 380
Ungaria	76	364	381	545	342	324	340	611	784	1 107
Cehoslovacia	—	2	19	173	1 294	1 263	1 068	998	943	—
Austria	—	29	470	748	1 469	1 556	1 635	1 699	1 764	1 728
Franța	—	85	246	256	2 846	4 010	4 740	4 861	5 088	5 052
R.F.G.	—	71	51	240	448	481	807	1 171	1 457	2 221
Italia	—	—	510	3 627	6 447	6 863	7 150	7 265	7 668	7 800
Olanda	—	—	8	135	330	449	499	835	835	1 620
Jugoslavia	—	3	14	55	53	69	95	191	274	330

După : Buletinul A.A.P.G.; World Oil; The Oil and Gas Journal; Annuaire statistique 1958 și 1965 Nations Unies-New York 1958 și 1965; Anuarul Statistic al R.P.R. 1964; Anuarul Statistic al R.S.R. 1966.

Evoluția extracției de

ȚARA	Anul începerii extracției	Greutatea specifică a petrolului	P r o d u c Ț i a d e							
			1880	1890	1900	1905	1910	1915	1920	1925
Kuweit	1946	0,86	—	—	—	—	—	—	—	—
Arabia-Saudită	1936	0,85	—	—	—	—	—	—	—	—
Iran	1911	0,84	—	—	—	—	—	438	1 680	4 573
Irak	1927	0,84	—	—	—	—	—	—	—	—
Zona Neutră	1954	0,92	—	—	—	—	—	—	—	—
Qatar	1949	0,82	—	—	—	—	—	—	—	—
Bahrein	1936	0,86	—	—	—	—	—	—	—	—
Turcia	1947	0,94	—	—	—	—	—	—	—	—
Israel	1955	0,87	—	—	—	—	—	—	—	—
Indonezia	1893	0,85	—	—	300	1 064	1 496	1 644	2 363	3 066
R. P. Chineză	1943	—	—	—	—	—	—	—	—	—
India	1889	0,84	—	—	152	582	863	1 153	1 177	1 163
Japonia	1875	0,90	4	8	118	200	234	263	322	273
Birmania	1936	0,84	—	—	—	—	—	—	—	—
Pakistan	1947	0,84	—	—	—	—	—	—	—	—
Noua Guinee	1948	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Brunei	1936	0,86	—	—	—	—	—	20	151	613
Sarawak	1912	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Abu Dhabi	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total:			4	8	570	1 846	2 593	3 518	5 693	9 688

După : Statistical Yearbook 1956 și 1959; Breviarul Statistic al R.P.R. 1961; Annuaire Statistique 1958 și 1965

În ultimii patru ani (1960—1963), metodele de prospecțiuni cele mai mult folosite au fost metodele seismice. În măsură nu prea mică, cu excepția unor țări, a fost aplicată și metoda de prospecțiune geologică. Ca volum de lucrări a urmat prospecțiunea gravimetrică și într-o măsură mai mică, prospecțiunea magnetometrică.

Statisticile consemnează că numărul metrilor forati în unele țări în perioada 1960—63 a fost aproape constant, cu excepția unor țări unde a avut loc o creștere (Irak, India), și a unora în care volumul forajului s-a redus. (Birmania).

În ceea ce privește extracția de petrol din Asia în intervalul 1900—1967 se constată mai multe salturi. Dacă în anul 1900 s-au extras 570 mii tone petrol, după 20 de ani, adică în anul 1920, s-au extras 5 693 mii tone, pentru ca în 1935 producția de petrol să ajungă la 18 879 mii tone, iar în 1966 să atingă cifra de 492 250 mii tone (tabelul 174). În general, după 1950 producția de petrol a crescut mult.

O analiză comparativă pe anii 1960 și 1963, privind numărul de sonde productive și producția pe sondă-zi pentru țările din Orientul Mijlociu arată că, în general, numărul sondelor productive a crescut în special în Zona Neutră, Turcia și R.A.U. Producția pe sondă-zi a crescut în Bahrein și Iran, scăzând în Qatar.

În Extremul Orient, în 1963 numărul sondelor productive a scăzut; numai în Indonezia s-a înregistrat o creștere (v. tabelul 175).

Tabelul 174

petrol — în Asia

p e t r o l p e a n i , m i l t o n e												
1930	1935	1940	1945	1950	1955	1960	1961	1963	1964	1965	1966	1967
—	—	—	—	17 291	54 756	81 867	82 715	97 202	106 719	109 000	114 300	117 794
—	—	700	2 872	26 649	47 042	62 068	69 232	81 049	85 798	89 000	117 000	127 234
6 034	7 600	8 765	17 110	32 359	17 070	52 392	58 982	73 031	84 006	94 000	105 500	127 860
42	3 600	2 514	4 607	6 584	33 742	47 796	49 340	56 669	61 626	64 000	67 000	60 362
—	—	—	—	1 262	7 289	9 499	16 752	19 537	19 000	22 000	21 641	—
—	—	—	—	1 636	5 438	8 212	8 382	9 095	10 136	10 500	13 500	14 888
—	—	967	999	1 506	1 502	2 256	2 248	2 256	2 461	2 800	3 000	3 430
—	—	—	—	17	179	375	442	745	882	1 500	2 000	2 434
—	—	—	—	—	1	129	135	151	199	200	200	134
5 552	6 082	7 939	976	6 414	11 790	20 596	21 284	22 275	23 332	24 000	24 000	24 767
—	—	—	—	—	—	5 500	6 500	4 384	8 000	8 800	—	11 000
1 249	1 297	369	316	—	—	450	514	1 653	2 212	3 000	4 200	4 911
279	300	301	221	293	349	526	657	758	657	650	750	750
—	—	1 034	—	70	213	545	564	638	558	600	600	587
—	—	—	—	171	276	352	378	470	499	500	500	521
—	—	—	—	259	474	205	145	—	—	—	—	—
—	—	869	—	4 122	5 191	4 583	4 124	3 438	3 544	3 900	4 600	4 896
—	—	151	—	58	63	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	9 009	13 500	17 300	19 029
1 3136	18 879	23 609	27 101	198 229	179 348	295 143	315 144	370 569	419 178	455 190	492 250	545 268

Tabelul 175

Numărul de sonde productive și producția de petrol pe sondă-zi în anii 1960, 1963 și 1967 în unele țări din Orientul Îndepărtat

Țara	Anul 1960		Anul 1963		Anul 1967	
	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi
Birmania	421	3,4	383	4,4	38	42,3
India	476	2,4	288	15,3	643	20,9
Indonezia	2 375	23,3	2 559	24,2	2 244	30,2
Japonia	1 862	0,8	1 650	1,3	1 057	1,9
Malaysia	—	—	485	18,4	550	24,4
Pakistan	—	—	90	14,2	14	102,0

După : *Erdol und Kohle* Nr. 5—1961, Nr. 6—1964 și nr. 7—1968.

În tabelul 176 este arătată comparativ producția medie zilnică din anii 1960, 1963 și 1967 din țările Orientului Mijlociu.

Tabelul 176

Numărul de sonde productive și producția de petrol pe sonda-zi în anii 1960, 1963 și 1967 în țările din Orientul Mijlociu

Țara	Anul 1960		Anul 1963		Anul 1967	
	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi
Abu Dhabi			7	948,8	54	965,4
Bahrein	150	41,2	163	376,7	197	47,7
Irak	97	1 483,6	98	1 583,0	118	1 401,5
Iran	124	1 272,4	132	1 520,8	163	2 149,1
Israel	24	14,6	29	14,0	36	10,2
Kuweit	342	725,4	396	672,0	503	642,0
Zona neutră	157	140,4	373	128,0	425	140,0
Qatar	34	731,9	39	636,8	63	647,4
Arabia Saudită	201	917,5	235	940,6	362	962,9
Turcia	56	18,6	104	17,8	150	44,5
R.A.U.	248	39,2	342	45,3	335	52,5

După : *Erdöl und Kohle* Nr. 5—1961, Nr. 6—1964 și Nr. 7—1968

În țările Asiei, ca urmare a prospecțiilor și explorărilor, au fost descoperite o serie de structuri petrolifere și gazeifere, cele mai multe fiind situate în Arabia Saudită, Iran, Irak, India, Indonezia și Japonia.

În figurile 271 și 272 sînt reprezentate structurile petrolifere și gazeifere din Asia (Orientul Mijlociu și Orientul Apropiat), respectiv Orientul Îndepărtat și Australia.



- TURCIA**
- 1 BATI RAMAN
 - 2 GERMİK-GARZAN
 - 3 RAMAN
 - 4 MAGRIP
 - 5 KURTALAN
 - 6 BADA
 - 7 SILIVANKA
 - 8 KAYAKOY
 - 9 KAHTA
 - 10 BULGURDAG
 - 11 KURKAN
 - 12 CELIKILI

- ISRAEL**
- 1 KOKHAV
 - 2 HELETZ
 - 3 ZOHAR KIDOD
 - 4 HAR HAKANAIM

- SIRIA**
- 1 KARACHOK
 - 2 SOUEDIE
 - 3 TEL RUMAILAN
 - 4 KIRBAH
 - 5 HAMZAH
 - 6 ULAYYAN

- PENINSULA ARABĂ**
- a) ABU-DHABI
 - 1 MURBAN
 - 2 UMM-SHAIF
 - b) BAHREIN
 - 3 BAHREIN
 - c) ZONA NEUTRĂ
 - 4 WAFRA
 - 5 KHAJJI
 - 6 HOUT
 - d) QATAR
 - 7 DUKHAN
 - 8 IDD-EL SHARGI
 - e) ARABIA SAUDITĂ
 - ZONA GHAWAR
 - 9 AIN DAR
 - 10 SHEDGUM
 - 11 UTHMANIYAH
 - 12 HAWIYAH
 - 13 HARADH
 - 14 FAZRAN
 - 15 DAMMAM
 - 16 ABQAIQ
 - 17 ABU-HADRIYA
 - 18 QATIF
 - 19 FADHILI
 - 20 SAFANIYA
 - 21 KHURSANYAH
 - 22 KHURAIS

- KUWAIT**
- 1 KHASHMAN
 - 2 MINAGISH
 - 3 UMM GUDAIR
 - 4 BURGAN
 - 5 MAGWA-AHMADI
 - 6 BAHRAN
 - 7 RAUDHATAIN
 - 8 SABRIYA

- IRAK**
- 1 ZUBAIR
 - 2 RUMAIL
 - 3 NAHR UMR
 - 4 NAFT KHANEH
 - 5 JAMBUR
 - 6 BAI HASSAN
 - 7 KIRKUK
 - 8 NAJMAH QAIYARAH
 - 9 JAWAN
 - 10 QASAB
 - 11 BUTMAH
 - 12 AIN ZALAH

- IRAN**
- 1 CIRUS
 - 2 KHARG DARIUS
 - 3 BARGANSHAR
 - 4 BIIVAK
 - 5 BIBI HAKIMEH
 - 6 GACH SARAN
 - 7 PAZANUN
 - 8 KHALAFABAD
 - 9 AGHA JARI
 - 10 AHWAZ
 - 11 NAFT KEL
 - 12 NAFT SAFID
 - 13 MASJID-I-SULAIMAN
 - 14 LALI
 - 15 SARAJEH
 - 16 ALBORZ
 - 17 NAFT-I-SHAH

- AFGANISTAN**
- 1 HODJA GUGERDAG
 - 2 SAR-I-PUL
 - 3 SULTAN KOT
 - 4 KHWAYA GUGWER
 - 5 YATIM DAGH

- PAKISTAN**
- 1 MAZARANI
 - 2 KHAIRPUR
 - 3 MARI
 - 4 KANDHKOT
 - 5 UCH
 - 6 ZIN
 - 7 SUI
 - 8 KHAUR
 - 9 DHULIAN
 - 10 KARSAL
 - 11 BALKASSAR
 - 12 JOYAMAIR
- PAKISTANUL DE EST**
- 1 TITAS
 - 2 RASIDPUR
 - 3 KAILAS TILA
 - 4 SILHET
 - 5 CHATAK
 - 6 HHBIGANJ

- INDIA**
- 1 GOGHA
 - 2 CAMBAY
 - 3 KALOL
 - 4 PADRA
 - 5 ANKLESWAR
 - 6 OLPAD
 - 7 DIGBOI
 - 8 NAHARKATIYA
 - 9 MORAN
 - 10 RUDRASAGAR

- LEGENDA**
- Structuri petrolifere
 - Structuri gazeifere
 - ✦ Sonde abandonate

Fig. 271. Structurile petrolifere și gazeifere din Orientul Mijlociu și Orientul Apropiat (C. Beca).

R. P. C H I N E Z Ă

JAPONIA

- 1 NISHIYAMA
- 2 HIGASHIYAMA
- 3 NIITSU
- 4 ASAHIKAWA
- 5 KUROKAWA
- 6 INNAI
- 7 YABASE
- 8 KUBIKI
- 9 KOTAKI
- 10 HAKIMORI
- 11 SONAI
- 12 TOMUGIYAM
- 13 BARATO
- 14 FUKURA
- 15 KITA KONOURA
- 16 MITSUKE
- 17 SARU KAWA
- 18 HIGASHI NIIGATA
- 19 OFFSHORE TSUCHIZAKI
- 20 AMARUME
- 21 WAKANAI
- 22 ISHIKARI
- 23 KARUMAI
- 24 MASUPORO

TAIWAN

- 1 CHINSHUI
- 2 CHUHUANGKANG
- 3 CHUTOUCHI
- 4 SHANTZECHIAO
- 5 CHUTUNG
- 6 NIUSHAN
- 7 TIEHCHENSHAN-TUNGHSIAO

SAHALIN

- 1 OHA
- 2 EHABI
- 3 POROMAI
QUIDRANY
NUTOWO
BATASIN
- 4 WENIE
- 5 NUIVO
- 6 KATANGURI

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

BIRMANIA

TAIANDA

SUD

INDIA

Evoluția producției de gaze în unele dintre țările asiatice este arătată în tabelul 177.

Tabelul 177

Evoluția producției de gaze în unele țări din Asia
(în milioane m³)

Țara	1940	1945	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965
Pakistan	—	—	—	—	633	770	949	1 189	1 429	—
Japonia	57	41	70	156	676	894	1 167	1 671	1 824	1 776
Brunei	30	—	75	76	82	80	209	198	173	—
Indonezia	—	—	791	1 908	2 431	2 561	2 712	2 798	—	—
Iran	—	—	—	440*)	950	893	1 052	1 139	1 192	1230
Borneo	—	—	—	1 177	1 620	1 380	1300	—	—	—

*) 1956

După : Buletinul A.A.P.G.; World Oil; The Oil and Gas Journal; Annuaire statistique 1958 și 1965 Nations Unies-New York 1958 și 1965; Anuarul Statistic al R.S.R. 1964; Anuarul Statistic al R.S.R. 1966.

Evoluția prospecțiunilor, explorărilor și extracției din țările Africii. Pe continentul African, prima structură petroliferă a fost descoperită la Ain-Zeft, în partea de nord a Algeriei. Lucrările de prospecțiuni au luat amploare puțin înainte de 1950. În special a crescut mult volumul lucrărilor de prospecțiuni seismice, așa după cum arată graficul din fig. 273.

Dacă în 1957 pe întregul continent numărul de luni-echipă era de 500, în 1961 volumul lucrărilor (luni-echipă) a ajuns la circa 1250. Această activitate s-a desfășurat mai ales în Algeria (inclusiv în Sahara), Nigeria și Libia.

Mai puțin au fost utilizate metodele gravimetrice și magnetometrice. În general, aproape în toate țările din Africa a crescut numărul metrilor foraj în perioada 1960—1964.

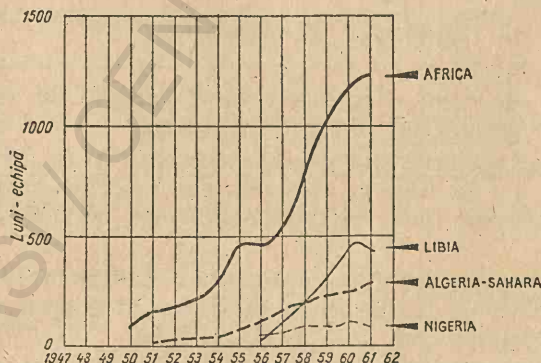


Fig. 273. Dinamica prospecțiunilor seismice din Africa.

Evoluția producției

Țara	Anul începerii exploatării	Greutatea speci- fică a petrolului	Producția de pe					
			1915	1920	1925	1930	1935	1940
Algeria	1936	0,83	—	—	—	—	—	0,24
Nigeria	1957	0,85	—	—	—	—	—	—
Angola	1956	0,88	—	—	—	—	—	—
Maroc	1936	0,85	—	—	—	—	—	—
R.A.U.	1910	0,91	13	148	180	285	170	4
Congo (Brazaville)	1960 *)	—	—	—	—	—	—	929
Gabon	1959 *)	0,87	—	—	—	—	—	—
Libia	1961 *)	0,83	—	—	—	—	—	—
Senegal	1960 *)	—	—	—	—	—	—	—
Total:			13	148	180	285	170	933,24

*) Anul cînd a apărut în statistici

După: Statistical Yearbook, 1956 și 1959 Anuarie statistique 1958 și 1965 — Nations Unies-New York 1958 și 1965; Petroleum Press Service — ianuarie 1967.

Pe baza prospecțiunilor făcute s-a dezvoltat explorarea și în statisticile internaționale privind producția de petrol a Africii în 1960 numărul țărilor producătoare de petrol a ajuns la 9.

O mare dezvoltare au luat exploatările din Algeria, Libia, R.A.U. și Nigeria. Cele mai bogate zăcăminte sînt concentrate atît în Algeria, ele fiind legate în special de depozitele Paleozoicului (Cambrian, Ordovician, Devonian, Carbonifer), cît și în Libia și Nigeria.

Producția de petrol în 1963 (în tone), pe grupe de zăcăminte din Algeria, se repartizează astfel:

Hassi Messaoud	11 000	Ohanet	800
Edjele, Zarzaitine, Ti- guentourine, S. Ohanet,		El Tallal	65
Tin Fouye	12 500	Rhourde el Baguel	400
El Gassi, El Agreb	900		

(după „Oil and Gas Internațional”, decembrie 1963).

Zăcămintele din Libia sînt legate de depozitele de vîrstă Cambrian-Ordovician, Cretacic superior, Paleocen și Eocen.

În R.A.U., acumulările sînt cantonate în special în Cretacicul inferior, Eocen și Miocen, iar în Nigeria în depozitele miocene. Evoluția producției de petrol și de gaze din unele țări din Africa este arătată în tabelele 178 și 179.

Numărul de sonde productive aproape s-a dublat în 1963 față de 1960 în Algeria, s-a mărit de patru ori în Libia, iar în Nigeria a crescut simțitor; în celelalte țări a scăzut.

Producția medie zilnică de petrol pe sondă a crescut în 1963 comparativ cu 1960 în Angola, Gabon și Nigeria (v. tabelul 180).

de petrol din Africa

Tabela 178

rol pe ani, mii tone

1945	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967
0,28	3	57	8 632	15 660	20 498	23 641	26 227	26 000	32 060	37 217
—	—	—	850	2 271	3 328	3 772	5 933	13 000	20 500	15 433
—	—	—	67	104	471	800	905	700	600	529
3	39	102	92	80	127	150	120	100	100	97
1 490	2 592	1 871	3 319	3 819	4 676	5 592	6 354	6 400	6 500	6 416
—	—	—	52	103	123	109	84	—	—	51
—	—	—	800	774	827	890	1 058	1 350	1 500	3 565
—	—	—	—	692	7 852	22 039	41 476	58 500	72 000	83 808
—	—	—	1	2	1	—	—	—	—	—
1 493,28	2 634	2 030	13 813	23 505	37 903	56 993	82 157	106 050	133 260	149 518

Tabelul 179

Evoluția producției de gaze în unele țări din Africa
(în milioane m³)

Țara	1955	1960	1961	1962	1963	1964
Algeria	—	—	—	353	400	809
Nigeria	—	—	0,3	0,5	0,6	—
R.A.U.	—	—	77	122	153	—
Maroc	7	9	9	7	10	—
Tunisia	4	7	7	7	7	8
Angola	—	3	4	19	5	—
Gabon	—	7	6	8	9	10

După : Buletinul A.A.P.G. ; World Oil ; The Oil and Gas Journal ; Annuaire statistique 1958 și 1965 Nations Unies-New-York 1958 și 1965 ; Anuarul statistic al R.P.R. 1964.

Tabelul 180

Numărul de sonde productive și producția de petrol pe sondă-zi în anii 1960, 1963 și 1967 în țările din Africa

Țara	Anul 1960		Anul 1963		Anul 1967	
	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi
Algeria (inclusiv Sahara)	246	997,8	420	154,2	701	145,5
Angola	15	11,2	10	220,0	19	76,3
Gabon	109	25	70	34,8	114	87,9
Libia	38	—	148	408,8	734	312,8
Maroc	92	3,2	75	5,4	54	4,9
Congo (Brazzaville)	—	—	7	42,7	6	32,3
Nigeria	25	104,4	44	228,5	251	168,5

După : Erol und Kohle Nr. 5—1961, Nr. 6—1964 și Nr. 7—1968

Prospecțiunile și explorările continuă atât în țările în care au fost descoperite zăcămintele cât și în celelalte țări. În fig. 274 sînt reprezentate structurile petrolifere și gazeifere din Africa.

Evoluția prospecțiunilor, explorărilor și extracției de petrol din America de Nord. În America de Nord prima structură petroliferă a fost descoperită în anul 1858, în Canada; pînă în anul 1900 au mai fost descoperite încă 4 structuri în S.U.A. La scurt timp după aceste descoperiri au fost puse în evidență noi structuri în S.U.A., Canada și mai tîrziu în Alaska. Prospecțiunile geologice și, în special, cele geofizice au fost aplicate pe scară tot mai mare de la an la an. În ultimii ani au predominat prospecțiunile geofizice și dintre acestea metoda sesimică urmată de gravimetrie și magnetometrie, ultima fiind aplicată din ce în ce mai puțin.

Numărul de metri forți în perioada 1960—63, în S.U.A., Canada și Alaska, în fiecare an în parte, a fost constant.

Numărul sondelor de mare adîncime în S.U.A. a fost din ce în ce mai mare; dacă în 1938 nu se forase decît o sondă ce a atins adîncimea finală de 4 575 m, în 1955 numărul sondelor de mare adîncime a ajuns la 98, iar în 1961 la 243, în același timp crescînd și numărul sondelor productive.

Comparînd numărul de sonde productive din S.U.A., în anii 1960 și 1963 se constată o creștere în 1963, cu toate că producția pe sondă-zi a rămas aceeași, în timp ce în Canada la o mică creștere a numărului de sonde productive se constată o oarecare creștere a producției pe sondă-zi. În tabelul 181 se arată numărul de sonde productive și producția în tone/sondă zi din S.U.A., Canada și Mexic, în anii 1960, 1963 și 1967.

Tabelul 181

Numărul de sonde productive și producția de petrol pe sondă-zi în anii 1960, 1963 și 1965 în țările din America de Nord

Țara	Anul 1960		Anul 1963		Anul 1967	
	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi
S.U.A.	588 335	1,6	624 949	1,6	698 958	1,7
Canada	17 106	4,2	17 350	5,5	20 947	6,3
Mexic	2 224	1,9	2 609	16,9	2 741	19,0

După: Erdöl und Kohle Nr. 5—1961, Nr. 6—1964 și Nr. 7—1968.

În tabelul 182 este prezentată evoluția producției de petrol din America de Nord, iar în tabelul 183 evoluția producției de gaze.

În evoluția extracției de petrol a S.U.A. se pot observa mai multe salturi: în 1890 în 1910, în 1920 și în 1925, după care în general are loc o creștere lentă.



- 1 HURGHADA
2 GEMSA
3 K'REIM
4 RAS GARIB
5 RAS BAKR
6 RAHMI
7 ABU DURBA
8 EKMA
9 BELAYM
10 WADI FEIRAN
11 SIDRI
12 ABU RUDEIS
13 ASL
14 RAS MATARMA
15 SUDR
- LIBIA**
- 1 ATSHAN
2 TLACSIN
3 EMGAYET
4 MAMBRUK
5 DAHRA
6 HOFRA
7 BEDA
7' RAGUBA
8 ZELTEN
9 WAHA
10 DEFA
11 GIALO
12 SAMAH
- MAROC**
- 1 AIN HAMRA
2 TSELFAT
3 BUU DRAA
4 ZRAR
5 BLED KHATARA
6 BLED EDOUM
7 SIDI FILI
8 MERS EL KHREZ
9 BLED ED DEFFA
10 BATON
11 TISSERAND
12 OUED MELLAH
13 EL MENZEH
- SENEGAL**
- 1 N'ADE
- NIGERIA**
- 1 OLOIBIRI
2 IMO RIVER
3 EBUS
4 AFAM
5 BOMU
- ANGOLA**
- 1 TOBIAS
2 UACONGO
3 BENFICA
4 LUANDA
5 GALINDA
6 BOM JESUS
7 CACUACO
- SOMALIA**
- 1 BRAVA
2 DCSEI
3 DUDDUMAI
4 DUSA MARES
5 EN DEBIRRE
6 CSBIA
7 COTTON
8 HORDIO
9 DARIN
10 BURAN
11 DAGAH SHABEL
12 BERBERA

- LEGENDA**
- Structri petrolifere
 - Structuri gazeifere
 - Sonde abandonate
 - Sonde de gaze

Tabelul 182

Evoluția extracției de petrol în America de nord

Țara	Anul începerii extracției	Greutatea specifică a petrolului	Producția de petrol pe ani, mii tone										
			1860	1870	1880	1890	1900	1905	1910	1915	1920	1925	1930
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
S.U.A.	1859	0,85	288	720	3 600	6 276	8 714	18 454	28 705	38 506	60 675	104 662	123 117
Canada	1862	0,85	—	32	45	102	91	82	41	29	25	43	196
Mexic	1901	0,90	—	—	—	—	—	38	545	4 938	23 566	17 332	5 931
Total:			288	752	3 645	6 378	8 805	18 574	29 291	43 473	84 266	121 997	129 244

Producția de petrol pe ani, mii tone													
1935	1940	1945	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
136 156	182 873	231 582	266 708	335 757	347 975	354 303	361 658	372 001	376 609	384 000	410 000	433 424	
1 128	1 128	1 091	3 878	17 407	25 634	29 869	33 016	34 848	37 091	39 269	42 700	47 902	
6 014	6 301	6 231	10 363	12 791	14 171	15 278	16 000	16 433	16 535	16 770	17 000	19 007	
142 354	190 302	238 904	280 949	365 955	387 780	399 450	410 674	423 282	430 256	440 039	469 700	500 333	

După: Statistical Yearbook 1956; Breviarul Statistic al RPR 1961; Anuarie Statistique 1958 și 1965; Nations unites New-York 1958 și 1965; Petroleum press Service Ianuarie 1967.

Tabelul 183

Evoluția producției de gaze—în țările din America de Nord (în milioane m³)

Țara	1940	1945	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965
S.U.A.	77 414	114 457	177 889	266 331	361 000	375 300	393 000	394 000	440 232	455 496
Canada	1 168	1 168	1 921	4 269	14 800	18 564	27 000	30 290	38 616	40 848
Mexic	1 163	976	1 793	3 482	9 660	10 100	10 450	11 376	13 740	13 968

După: Buletinul A.A.P.G.: World Oil; The Oil and Gas Journal;
 Annuaire Statistique 1958 și 1965 Nations Unies New-York 1958 și 1965;
 Anuarul statistic al R.P.R. 1964; Anuarul statistic a R.S.R. 1966. și 1967

Evoluția extracției de petrol în

Țara	Anul începerii extracției	Greutatea specifică a petrolului	Producția de petrol							
			1900	1905	1910	1915	1920	1925	1930	1935
Venezuela	1917	0,90	—	—	—	—	70	2 998	20 154	21 928
Argentina	1908	0,90	—	—	3	73	236	885	1 286	2 042
Columbia	1921	0,87	—	—	—	—	—	142	2 866	2 478
Trinidad	1908	0,89	—	—	9	82	289	609	1 308	1 622
Brazilia	1940	0,82	—	—	—	—	—	—	—	—
Peru	1896	0,84	38	51	172	353	386	1 265	1 705	2 307
Chile	1949	0,82	—	—	—	—	—	—	—	—
Bolivia	1930	0,82	—	—	—	—	—	—	7	21
Ecuador	1917	0,83	—	—	—	—	8	23	219	244
Cuba	1944	0,82	—	—	—	—	—	—	—	—
Total:			38	51	184	508	989	5 892	27 545	30 542

După: Statistical Yearbook 1956;] Breviarul Statistic al R.P.R. 1961; Anuarie Statistique 1958 și 1965 Nations

Tabelul 185

Numărul de sonde productive și producția de petrol pe sondă-zi în anii 1960, 1963 și 1967 în țările din America de Sud

Țara	Anul 1960		Anul 1963		Anul 1967	
	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi	Numărul de sonde productive	Producția în tone pe sondă/zi
Argentina	4 809	5,2	4 709	8,0	5 219	8,6
Bolivia	118	10,4	158	7,0	207	21,3
Brazilia	664	16,2	988	13,2	868	23,1
Chile	156	16,7	180	25,8	325	13,4
Columbia	195	0,2	2 149	10,8	2 178	12,7
Cuba	2 118	10,5	—	—	10	5,8
Ecuador	1 639	0,6	959	1,0	253	11,9
Peru	2 805	2,5	2 210	3,6	2 354	3,6
Trinidad	3 214	5,2	3 201	5,9	3 471	7,3
Venezuela	9 774	41,5	10 386	44,6	10 547	47,7

După: Erdöl und Kohle Nr. 5—1961, Nr. 6—1964 și Nr. 7—1968.

Evoluția prospecțiunilor, explorărilor și extracției de petrol din țările Americii Latine și Zona Caraibilor. În America de Sud, din 1901 până în 1920, prospecțiunile și explorările s-au dezvoltat destul de lent, după care această activitate cunoaște un ritm mai intens. O intensificare a prospecțiunilor a avut loc în perioada 1957—59, după care se constată o scădere.

În intervalul, 1960—63, pîntre metodele de prospecțiuni predomină cele seismice și geologice, după care urmează prospecțiunile gravimetrice; în mică măsură a fost folosită prospecțiunea magnetometrică.

În ceea ce privește numărul de metri forăți, o comparație se poate face numai pe anii 1962 și 1963: în unele țări, a scăzut numărul de metri forăți

Tabelul 184

America de sud și zona Caraibelor

pe ani, mii tone

1940	1945	1950	1955	1960	1961	1963	1964	1965	1966	1967
26 889	47 304	79 975	115 168	149 372	152 616	169 671	178 230	181 099	175 850	183 446
2 948	3 274	3 357	4 365	9 138	12 085	13 900	14 349	14 054	15 000	16 331
3 522	3 157	4 711	5 493	7 584	7 233	8 228	8 556	10 402	10 200	10 063
3 226	3 061	3 015	3 563	5 994	6 476	6 888	7 036	6 912	7 900	9 300
0,3	10	44	254	3 870	4 549	4 667	4 353	4 477	5 750	7 317
1 609	1 827	2 051	2 289	2 572	2 587	2 867	3 088	3 250	3 150	3 060
—	—	82	336	943	1 208	1 722	1 784	1 657	1 620	1 585
380	50	80	351	466	390	412	417	433	700	1 608
310	345	347	466	364	386	325	369	370	350	301
—	11	2	3	20	15	15	—	—	—	21
38 884,3	57 039	93 664	132 288	180 323	187 550	208 695	218 182	222 654	220 620	233 032

Unies New York 1958 și 1965; Petroleum Press Service Ianuarie 1967.

Tabelul 186

Evoluția producției de gaze în țările din America de Sud
(în milioane m³)

Țara	1940	1945	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965
Argentina	536	609	755	719	1 383	2 357	2 978	3 406	3 756	4 260
Bolivia	—	—	—	—	—	200	110	—	—	—
Brazilia	—	1	5	62	535	527	511	503	532	683
Chile	—	—	—	—	888	1 261	1 762	1 921	1 781	—
Columbia	678	678	510	539	404	417	592	702	834	917
Ecuador	42	70	132	—	—	100	156	109	—	—
Peru	—	—	—	—	837	814	878	920	1 051	—
Trinidad	391	393	475	498	766	832	835	832	1 193	—
Venezuela	518	654	1 117	2 748	4 585	4 817	5 198	5 610	6 108	6 468

După: Buletinul A.A.P.G., World Oil; The Oil and Gas Journal; Annuaire statistique 1958 și 1965 Nations Unies-New-York 1958 și 1965; Anuarul Statistic al R.P.R. 1964; Anuarul Statistic al R.S.R. 1966.

în 1963 față de 1962 (Argentina, Chile, Trinidad, Venezuela), iar în altele a avut loc o ușoară creștere (Bolivia, Costa Rica, Ecuador, Peru). În general, se constată și o scădere a numărului de sonde de explorare forate pe perioada 1960—1963.

Producția de petrol a crescut pe întregul continent, an de an. Dacă în 1900 era o singură țară producătoare de petrol (Peru), în 1940 erau 9 țări, iar în 1963 numărul a crescut la 11. Această evoluție rezultă și din tabelul 184.

Analizând numărul de sonde productive și producția de petrol pe sondă/zi pe anii 1960, 1963 și 1967, se constată că numărul de sonde productive de petrol a crescut în Venezuela, Chile, Trinidad și Argentina și a scăzut în Brazilia și Ecuador (vezi tabelul 185).

Producția de gaze a crescut în Argentina, Chile, Columbia, Peru, Trinidad și Venezuela și a scăzut în Bolivia, Ecuador (vezi tabelul 186).

Și în acest continent continuă prospecțiunile și explorările.

XI. Tendințele principale în prospectarea și explorarea zăcămintelor de petrol și de gaze

Producția mondială de petrol și gaze a cunoscut, în general, o creștere continuă. O comparație între producția mondială de petrol din anul 1966 și cea din anul 1967 arată că producția din 1967 a crescut cu 7,1% față de anul precedent. În Europa o ușoară descreștere a producției de petrol în 1967 are loc în Franța, Austria și Olanda. În schimb, producția Spaniei crește de la 27 mii tone în 1966, la 77 mii tone în 1967. În Africa a scăzut producția în Angola și Nigeria, iar producția Tunisiei a crescut de la 618 mii tone în 1966, la 2402 mii tone, în 1967. În anul 1967 a scăzut producția și în Irak, Zona neutră și Israel, de asemenea în America de Sud, în Chile și Ecuador. Producția Australiei a crescut de la 484 mii tone în 1966, la 1012 mii tone în 1967.

După producția de petrol înregistrată în 1967, primele 20 de țări producătoare de petrol sînt: S.U.A., U.R.S.S., Venezuela, Arabia Saudită, Iran, Kuweit, Libia, Irak, Canada, Algeria, Indonezia, Zona Neutră, Mexic, Abu Dhabi, Argentina, Nigeria, Qatar, România, Columbia, și R.P. Chineză.

În ultimii ani, în prospectarea zăcămintelor de petrol și gaze a luat o mare dezvoltare utilizarea celor mai moderne metode și a celor vechi, perfecționate. Dintre cele moderne se menționează aerofotogeologia, care se aplică într-o serie de regiuni dintre care se citează regiunea Saharei (din Algeria); alte regiuni au fost reinvestigate cu ajutorul acestei metode, de exemplu regiunea East Texas (S.U.A.). Fotografierea aeriană a fost experimentată și în zonele de larg pentru studiul fundului mării pînă la adîncimea de 30 m; cercetări aerofotogeologice submarine s-au făcut în regiunea Insulelor Virgine, o zonă din larg a fost studiată cu ajutorul prospecțiunii fotogeologice în culori. După gradația culorilor s-au determinat adîncimile apei și unele caracteristici ale fundului mării.

De asemenea, se aplică cu succes metodele de prospecțiuni geofizice aeropurtate.

Din statisticile întocmite la scară mondială privind activitatea de prospecțiuni geofizice (luni/echipă) ce caracterizează diferitele metode — seismică, gravimetrie, magnetometrie și altele — volumul cel mai mare de lucrări este executat cu metoda seismică. Din tabelul 187 reiese că ponderea prospecțiunii seismice este de 6—7 ori mai mare decît a celei gravimetrice și de 40 pînă la 80 decît a celei magnetometrice.

Tabelul 187

Ponderea utilizării metodelor de prospecțiuni geofizice (luni/echipă*)

Metoda	1950	1953	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961
Seismică	8 000	11 200	11 000	11 000	11 000	10 300	9 700	8 900	8 600
Gravimetrie	1 320	1 500	2 050	2 220	1 950	1 860	1 490	1 370	1 150
Magnetometrie		230	320	290	400	230	160	166	93
Diverse		190	75	66	51	185	108	76	293

*) Fără Europa de Est și R. P. Chineză.

De remarcat că odată cu aplicarea pe scară largă a metodei seismice se constată un declin în ceea ce privește utilizarea metodei electrotelurice în prospectarea zăcămintelor de petrol și gaze.

În America de Sud, Asia, Africa și Europa de vest a avut loc o creștere a volumului de prospecțiuni seismice până în 1958, după care s-a marcat o ușoară scădere (fig. 275).

Activitatea de prospecțiuni seismice desfășurate în Asia a crescut până în 1958, după care a scăzut. Această activitate este în plină creștere în Africa, iar în America de Sud și Europa de Vest situația este similară cu cea din Asia (vezi fig. 275).

Metodele geofizice și în special interpretarea geologică a datelor care se obțin prin aceste metode s-au dovedit că asigură o mai bună argumentare a amplasării forajelor de explorare și o creștere a numărului de sonde cu rezultate de producție. Acest lucru a condus la folosirea metodelor geofizice în regiuni noi.

Din tabelul 188 reiese că numărul de sonde dovedite productive, amplasate pe baza prospecțiunilor geofizice, e de 4 ori mai mare în comparație cu sondele amplasate fără documentare tehnică și de 1,5 ori în comparație cu cele argumentate geologic.

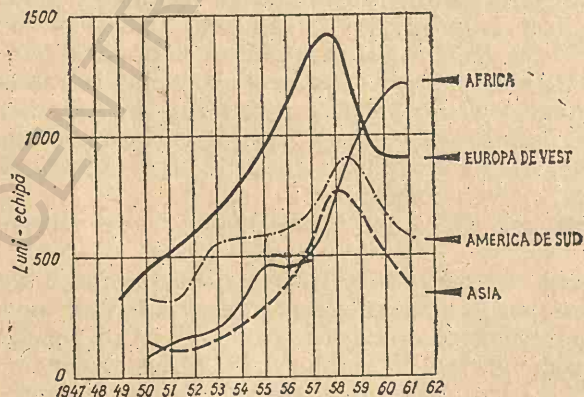


Fig. 275. Dinamica prospecțiunilor seismice pe continente.

Tabelul 188

Eficacitatea comparativă a metodelor de prospecțiune și explorare a petrolului

	Metodele care au stat la baza amplasării sondelor de explorare			Sonde neargumentate
	Geologice	Geologice-geofizice	Geofizice	
Numărul de sonde productive	2 453	784	1 474	175
Numărul de sonde sterile	21 904	4 070	7 201	4 156
Raportul dintre sondele productive și cele sterile	1:10	1:7	1:6	1:24
Procentul mediu al sondelor productive	10,2	11,8	16,9	2,7

Pentru a ilustra eficiența diferitelor metode în descoperirea de structuri petrolifere și gazeifere, în tabelul 189 se prezintă pe țări și pe formațiuni productive, rezultatele în diferite perioade de timp obținute cu aceste metode.

Rezultă că cea mai eficace s-a dovedit a fi metoda seismică, aplicată în cele mai multe cazuri singură, iar în alte cazuri pe aceeași suprafață s-a aplicat în afară de seismică și alte metode.

Tendințele principale ale explorărilor sînt îndreptate spre sonde de mare adîncime, de peste 4 500 m. Între anii 1953—1962 forajul de adîncime a cunoscut un mare avînt în S.U.A. fiind în continuă creștere. Adîncimea record este deținută de S.U.A., cu 7 723,6 m. Sonde de mare adîncime au fost forate și în alte țări. Exemple de sonde adînci forate în diferite țări sînt date în tabelul 190.

Adîncimea maximă de la care s-a obținut producție de hidrocarburi, este de 6 783 m, în sonda Wilbanks 11, structura Gomez (S.U.A.).

În ultimul timp au luat o mare dezvoltare și prospecțiunile în regiunile marine.

Prima sondă pe mare în Statele Unite a fost forată în urmă cu 20 de ani, pe coastele Louisiane. În afară de S.U.A., lucrări de foraj pe mare se execută în prezent în diverse regiuni de pe glob: Golful Persic, Japonia, Borneo, Sicilia ș.a.

În acest sens, se menționează și forajele care au descoperit zăcămintele mari de petrol, gaze și condensat din zona Mării Caspice, în apropierea Peninsulei Apșeron și Keleken. În Franța s-a pus problema forajului în zona de mică adîncime a Golfului Biscaya unde au fost puse în evidență 2 structuri situate într-o zonă unde adîncimea mării variază între 50—60 m. Un număr mare de sonde a fost forat în acvatoriul Golfului Persic și a Lacului Maracaibo (Venezuela).

Lucrări de prospecțiune se efectuează și în apele Oceanului Pacific, în apropiere de California. De asemenea, au început explorări în Lacul Michi-

Tabelul 189

Exemple de structuri petrolifere și gazeifere descoperite prin prospecțiuni geologice, geofizice și prin foraje structurale (după Em. Georgescu, 1965)

Continentul	Țara	Metoda aplicată	Perioada în care au fost puse în evidență structuri	Numărul structurilor descoperite	Adâncimea finală a sondelor, m	Obiectul exploatării	Exemple de structuri
Europa	Anglia	Seismică	1941-1955	5	765-1 035	Carbonifer	Kelham Hills, Cauntton, Nocton, Plungar, Egmontton.
		Seismică + geologie de suprafață	1955	1	1 300	Permian	Eskdale
		Lucrări miniere + foraje	1939	1	765	Carbonifer	Eakring
	Jugoslavia	Geologie + foraj structural	1855	2	72-1 200 (adâncimea obiectelor de exploatare)	Pontian	Paklenica, Selnica
		Foraj structural + geologie	1918-1944	2		Pontian	Bujavica, Janja Lipa
		Geologie	1930-1955	3	680-1 400 (adâncimea obiectelor de exploatare)	Pontian, Panonian (Plio-Miocen)	Gojlo, Mramor Brdo, Nova Gradiska
		Gravimetrie	1942-1953	9	450-1 500 (adâncimea obiectelor de exploatare)	Pontian, Miocen, Oliгоцен, Paleozoic	Dolina, Sumecani, Velika Greda, Dugo Selo, Jermenovici
		Geologie + gravimetrie	1957	1		Miocen	Cabuna

Tabelul 189 (continuare)

Continentul	Țara	Metoda aplicată	Perioada în care au fost puse în evidență structuri	Numărul structurilor descoperite	Adâncimea înălț a sondelor, m	Obiectul exploatării	Exemple de structuri
Europa		Seismică	1955-1962	17	50-1 500 (adâncimea obiectelor de exploatare)	Pontian, Panonian, Miocen, Mezozoic, Paleozoic	Boka, Stružec, Elemir, Kikinda, Ivanic, Grad, Okoli
		Seismică + gravimetrie	1955-1958	3	—2 000 (adâncimea obiectelor de exploatare)	Panonian, Miocen, Mezozoic	Filovici, Pitomaca, Melenci
		Gravimetrie + seismică	1962	1		Pontian	Sandrovac
	Spania	Seismică	1964	1	1 375	Cretacic	Ayoluengo
	Italia (zona de sud și centrală)	Seismică	1959	1		Pliocen, Cretacic	Cupello-S. Salvo
		Gravimetrie + seismică	1959-1960	2		Cuaternar, Pliocen, Cretacic	Grottole, Ferrandina, Pisticci
		Gravimetrie + seismică	1932	1	1 450	Miocen	Podenzano
	Valea Padului (Nordul Italiei)	Seismică	1943-1963	57	1 360-3 200	Cuaternar, Pliocen, Miocen	Ribalta, Pandino, Rubiera, Ravenna, Collecchio, Porto Corsini
Asia	Sicilia	Seismică + gravimetrie + Foraj structural	1953	1	4 550	Triasic	Ragusa
	Irak	Geologie de suprafață	1923-1954	10	840-1 876	Miocen, Oligocen, Cretacic	Naft Khāneh, Qaiarah, Jawan Kor Mor, Ain Zalah, Nahr-Umr, Butmah, Chchemmal, Bai-Hassan, Bai-Jambur

Tabelul 189 (continuare)

Continentul	Țara	Metoda aplicată	Perioada în care au fost puse în evidență structuri	Numărul structurilor descoperite	Adâncimea finală a sondelor, m	Obiectul exploatării	Exemple de structuri
Asia	Irak	Seismică	1949	1	3 355	Miocen, Oligocen, Cretacic	Zubair
		Seismică + gravimetrică	1953	1	3 355	Miocen, Cretacic	Rumaila
	Qatar	Geologie de suprafață	1939	1	2 000	Jurasic	Dukhan
	Kuweit	Seismică	1938–1955	3	1 200–3 130	Cretacic	Burgan, Magwa, Raudhatain
		Foraj structural	1952	1	1 200	Cretacic	Ahmadi
	Arabia Saudită	Gravimetrie + foraj structural	1948–1949	2	1 430–1 540	Jurasic	Ain Dār, Haradh
		Foraj structural	1945–1952	4	1 550–2 130	Jurasic	Shedgum, Uthmaniyal, Qatif
		Seismică + foraj structural	1940–1951	2	1 400–1 500	Jurasic	Abqaiq, Safaniya
		Geologie de suprafață + seismică	1940	1		Jurasic	Abu Hadriya
		Gravimetrie + geologie de suprafață	1938	1	1 280	Jurasic	Dammam
America de sud	Venezuela de est	Seismică	1913–1955	36	255–3 810	Pliocen, Miocen, Oligocen, Cretacic	Cantaura, Leona, Oficina, Quiamare Bella Vista, Temblador
		Geologie de suprafață	1933–1939	4	1 554–2 865	Pliocen, Miocen, Oligocen	Guario, Santa Ana, Qrocua, Federnales
		Seismică	1948–1952	3	2 900–3 000	Eocen, Cretacic	Sibucara, Silvestre, Sinco

Tabelul 189 (continuare)

Continentul	Țara	Metoda aplicată	Perioada în care au fost puse în evidență structuri	Numărul structurilor descoperite	Adâncimea finală a sondelor, m	Obiectul exploatării	Exemple de structuri
America de sud	Venezuela de vest	Geologie de suprafață	1927–1953	7	550–3 353	Miocen, Oligocen, Eocen, Paleocen, Cretacic	Cumarebo, La Concepción, Los Manuelos, Tiguaño
	Columbia	Seismică	1956	3		Paleogen	Palagua, Cicuco, Chinu și majoritatea structurilor din regiunea Rio Magdalena
Africa	Gabon	Seismică	1956–1958	7	700–1 160	Paleocen, Eocen, Senonian	Ozuri, Pointe Clairette, Animba, M'Bega, Tchengué, Cap Lopez, Alewana
	Senegal	Seismică	1959	1	1 025	Cretacic	Diam Niade
	Algeria	Seismică	1960–1962	11	1 000–2 600	Carbonifer, Devonian, Ordovician	Ohanet, Gassi-Touil, Tin Fouyé, Tan Emellel, Rhour de de Nouss
	Angola	Seismică	1955–1961	7	700–2 500	Eocen, Cretacic	Tobias, Uacongo, Benfica

gan și în zona apelor puțin adânci ale Golfului Cook Inlet din Peninsula Kenai (Alaska).

În Golful Persic sînt în exploatare 5 structuri petrolifere marine: Safaniya, Khafji, Manifa, Umm-Shaif și Bahregansar dintre care Khafji dă o producție de 19 000 t/zi. Printre structurile marine trebuie menționată și structura Belaiym marin din R.A.U. ale cărei sonde dau producții între 400–800 t/zi.

După unii autori, suprafața bazinelor sedimentare situate în zona de shelf continental cu adâncimea mării mai mică de 23 m este de aproximativ 2 milioane km². Rezervele de petrol ale bazinelor sedimentare marine sînt estimate la 19 miliarde tone, din care 1/3 revine Golfului Persic.

Tabelul 190

Exemple de foraje de mare adâncime

Anul cînd s-a forat	Numărul sondei, regiunea, țara	Adîncimea finală, m
1958	IE University (Pecos, Texax Vest)	7 723,6
1958	5 Rumberger (B. Kam, Elk City Oklahoma)	7 316
1958	Humble LLE1 (Plaquemine Louisiana Sud)	6 880
1956	KCL-A-72- 4 Paloma (Kern, California)	6 548
1949	Unit 1 (Iublette Wyoming)	6 255
1966	Meillore (Franța)	6 306,6
1968	Ghergheasa (România)	6 204
1956	Apșeron (U.R.S.S.)	> 6 000
1958	36 E 2 Richmond Zulia (Venezuela)	4 949

Lucrări de prospecțiuni seismice se fac și în zona soclului continental din partea daneză a Mării Nordului.

În Marea Nordului, la circa 50 km nord de Insula Juist și la aceeași distanță la vest de insula Helgoland, a intrat în erupție liberă sonda de explorare B1, în luna iunie 1964. Ea este amplasată într-o zonă unde apa are o adîncime de 34 m. Sonda a erupt gaze la adîncimea de 2 703 m, din Zechstein.

Rezultatele obținute în Marea Nordului au pus problema extinderii lucrărilor de prospecțiune și în strîmtoarea Kattegat și în zona Mării Baltice.

Zăcămine petrolifere submarine au mai fost descoperite și în alte regiuni de pe glob, de exemplu în largul Oceanului Atlantic, în dreptul statului Nigeria.

În ultimii ani este privită cu mult interes Zona Arctică, unde s-a pus problema executării de lucrări de explorare în 5 regiuni:

În Canada de Nord se execută lucrări de explorare în insulele Bathurst și Cornwallis. În insula Bathurst, obiectivul explorării îl formează dolomitele criptocistaline compacte, parțial argiloase, de vîrstă Ordovician superior-Silurian inferior.

În Alaska de Nord sînt prevăzute lucrări de explorare la NE de Wiseman.

În nordul Norvegiei (Spitzbergen) au fost făcute prospecțiuni seismice și s-a executat un foraj de circa 100 m adîncime, la vest de Ny Alesund.

În nord vestul Siberiei în bazinul inferior al râului Hatanga, care se varsă în oceanul Arctic, în 1933 au fost puse în evidență indicații numeroase de petrol, ce apar la suprafață numai în timpul verii, în zona Capului Nordvik. La sud de bazinul menționat au fost întîlnite indicații de petrol în calcarele Cambrianului. Studiile geofizice începute în 1934 în această zonă au pus în evidență 20 de structuri geologice. Lucările de prospecțiuni au ca obiectiv zona de țarm a acestei regiuni, care se întinde pe o suprafață de 182 275 km².

În nordul părții europene a U.R.S.S. se fac prospecțiuni în zona litorală (fig. 276).

O importantă sursă pentru extracția hidrocarburilor o constituie și șisturile bituminoase, care se găsesc în cantități mari în unele țări, ca de exemplu S.U.A.

S-a estimat că din șisturile bituminoase de la Green River din S.U.A., s-ar putea extrage 140 miliarde tone de petrol.

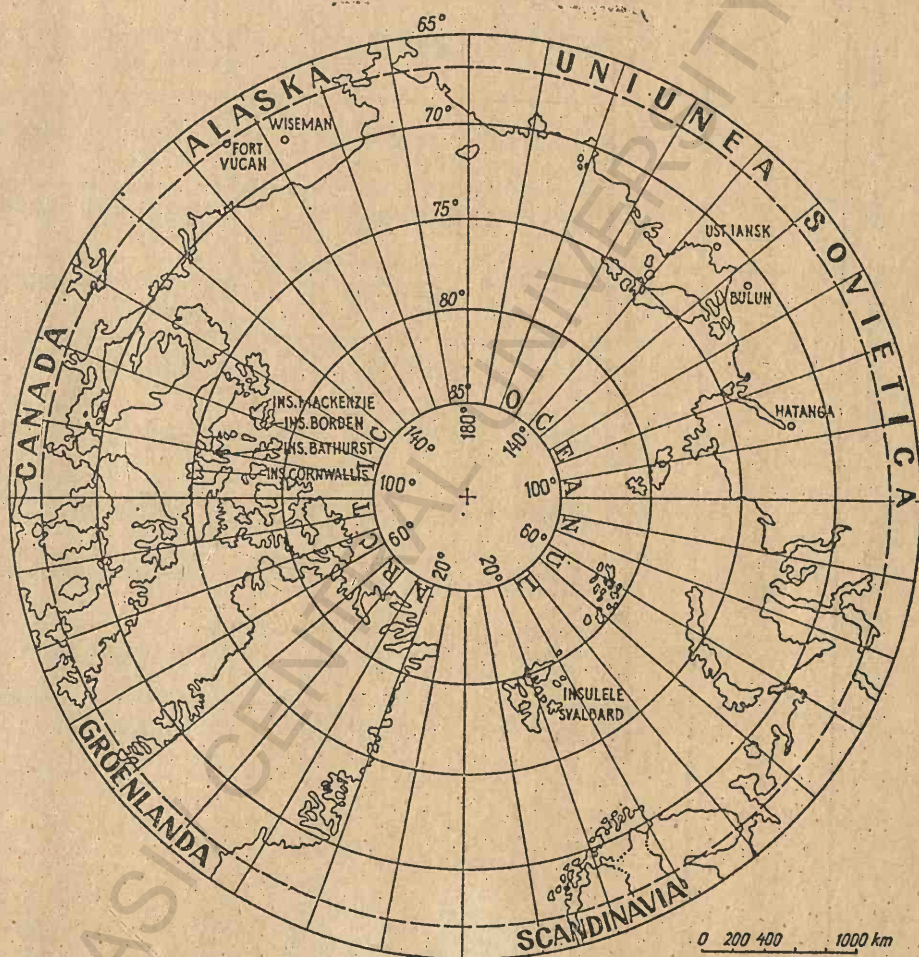


Fig. 276. Explorări în Zona Arctică.

Dinamica rezervelor de petrol în intervalul 1.1. 1955—1.1.1967 (mil. tone)

Continente, Țări	1.1. 1955	1.1. 1956	1.1. 1957	1.1. 1958	1.1. 1959	1.1. 1960	1.1. 1961	1.1. 1962	1.1. 1963	1.1. 1964	1.1. 1965	1.1. 1966	1.1. 1967
Europa Occiden- tală	144,6	173,7	179,7	171	200	206,8	223,7	221,8	225,8	238,08	254,06	250,7	240,4
R.F.G.	60	68	63	62	58	69	69	69	76	90	90	98	91
Franța	14	17	21	21	24	28	31	31	31	33	33	29	28
Austria	44	58	57	51	44	36	40	38	35	35	40	30	28,8
Țările de jos	13	14	16	16	29	29	36	36	36	36	43	47,8	47,6
Italia	13	16	22	20	44	44	47	47	47	44	48	44,9	44
Anglia	0,6	0,7	0,7	1	1	0,8	0,7	0,8	0,8	0,08	0,06	1	1
Africa	15,6	24,6	40	110	540	952	1 061	1 271	1 615,17	2 154,17	2 547,17	4 420,6	5 544,1
Algeria	0,6	0,6	2	65	453	647	673	711	841	905	970	934	894,5
Libia	—	—	—	—	7	197	263	394	591	919	1 182	2 624	3 845,6
R.A.U.	13	22	36	40	58	72	79	102	104	217	217	136	204
Nigeria	—	—	—	—	3	10	19	37	49	62	124	479	482
Gabon	—	—	—	—	14	21	21	21	21	21	24	21	48
Angola	—	—	1	4	3	3	4	4	7	23	23	19	69
Maroc	—	—	—	1	1	1	1	1	2	2	2	1,6	1
Congo (Brazaville)	—	—	—	—	1	1	1	1	0,1	0,1	0,1	—	—
Senegal	—	—	—	—	—	—	—	—	0,07	0,07	0,07	—	—
Orientul Apropiat și Mijlociu	13 254	17 175,1	19 664	23 129,1	23 729,1	24 753,1	24 980	25 657	26 452	28 291	28 898	32 014,7	33 720,3
Kuweit	4 136	5 514	6 893	8 271	8 271	8 547	8 547	8 547	8 685	8 753	8 685	9 489,9	9 697,8
Arabia Saudită	4 871	5 006	5 412	6 089	6 360	6 766	6 765	7 036	7 036	8 119	8 186	8 857	10 135,6
Iran	2 028	3 651	4 057	4 327	4 462	4 733	4 733	4 733	5 003	5 003	5 138	5 982	5 943
Irak	1 923	2 699	2 968	3 373	3 373	3 373	3 643	3 576	3 508	3 441	3 373	3 220,8	3 153
Zona Neutră	63	73	95	731	877	960	877	877	1 096	1 462	1 827	1 904	1 971
Qatar	195	195	228	325	325	325	325	358	390	384	455	520	486
Bahrain	29	28	28	27	31	31	34	33	33	33	34	27	26
Oman (sub regim de tratat)	—	—	—	67	13	13	34	496	670	1 005	1 032	1 712	2 058
Turcia	—	—	9	9	10	10	10	10	14	48	97	145	107
Siria	—	—	—	0,1	—	0,1	7	13	13	40	67	205	205
Izrael	—	0,1	7	7	7	5,0	5	5	4	3	4	2	1,9

Asia de Sud

India
PakistanExtremul
OrientIndonezia
Borneo de NordJaponia
Birmânia
Noua Guinee
ThailandaAmerica de
NordS.U.A.
Canada
MexicAmerica
Centrală

Trinidad

America
de SudVenezuela
Argentina
ColumbiaBrazilia
PeruChile
Ecuador
BoliviaAustralia
și Oceania
Australia

10	11	57	57	70	74	104	71	71	104	105	190	224
7	8	54	54	67	70	100	67	67	100	101	186	220
3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
356	394	771	1 106	1 237	1 305,1	1 373	1 401	1 458,1	1 451,1	1 462,1	1 307,4	1 301,1
258	311	675	1 018	1 153	1 222	1 289	1 289	1 357	1 357	1 357	1 234,8	1 224,8
70	67	80	73	67	67	67	95	87	80	93	624,8	624,8
7	3	3	4	7	7	8	8	7	7	7	624,8	624,8
6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	4	49	48
15	7	7	5	4	3	3	3	2,0	1	1	4,8	4,6
—	—	—	—	—	0,1	—	—	0,1	0,1	0,1	—	—
4 615	4 809	5 231	5 374	5 414	5 560	5 512	5 810	5 729	5 736	5 755	6 605,8	6 610,1
3 985	4 245	4 408	4 449	4 523	4 590	4 521	4 785	4 758	4 620	4 650	5 143,8	5 060,7
384	257	471	538	539	618	674	673	619	764	711	1 110	1 183,5
246	267	352	387	352	352	317	352	352	352	394	352	365,9
40	40	41	43	57	61	64	68	72	72	79	71	60,8
40	40	41	43	57	61	64	68	72	72	79	71	60,8
1 785	1 931	2 128	2 600	2 740	3 112	3 234	3 138	3 066	3 077	3 191	3 115,0	3 382,4
1 591	1 746	1 921	2 328	2 401	2 620	2 692	2 554	2 474	2 474	2 474	2 484,7	2 426,8
59	57	57	107	143	286	315	343	343	329	286	415	415
81	82	92	92	99	106	106	106	121	41	170	239,3	233
8	4	6	19	34	34	41	44	41	41	123	136,7	95,6
30	30	37	37	43	43	50	53	50	51	57	53	66
7	3	3	5	6	8	14	19	19	26	29	22	19
3	3	3	3	3	3	4	4	3	3	3	2	3
6	6	9	9	11	12	12	15	15	25	49	61,8	74
—	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	6	19	6	90	66,3
—	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	6	19	6	90	66,3
20 220,2	24 558,5	28 111,8	32 590,2	33 987,2	30 024,1	36 551,8	37 638,0	38 695,07	41 141,35	42 297,33	483 365,2	51 149,6

Dupa: Naftgazovaya gheologhia i gheofizika nr. 12, 1966 și Erdöl und Kohle Nr. 7—1967 și nr. 7—1968.

În încheiere, în tabelul 191 se prezintă dinamica rezervelor de petrol pe glob (afară de țările socialiste) pe intervalul 1 ianuarie 1955 — 1 ianuarie 1967, interval în care rezervele s-au dublat.

Statisticile de la începutul anului 1966 au estimat rezervele mondiale de petrol pe întreg globul la 52,9 miliarde tone, primul loc ocupându-l Orientul Apropiat cu 32,2 miliarde tone, la aceste rezerve aportul principalelor țări producătoare de petrol, din această parte a globului, fiind următoarea: Kuweit (9,4 miliarde), Arabia Saudită (8,8 miliarde), Iran (5,9 miliarde), Irak (3,2 miliarde), Zona Neutră (1,9 miliarde) și Abu Dhabi (1,7 miliarde).

După Orientul Apropiat în ordinea rezervelor estimate, urmau: America de Nord (6,2 miliarde), Europa (4,8 miliarde), Africa (4,1 miliarde) America de Sud (3,8 miliarde), Orientul Îndepărtat (1,5 miliarde) și Australia (90 milioane).

La numai un an (1 ianuarie 1967), rezervele de petrol de pe glob au crescut. Datorită lucrărilor de explorare, care au condus la descoperirea de importante structuri petrolifere din punct de vedere al capacității lor de producție, rezervele de petrol de pe întregul glob au fost estimate la 56,5 miliarde tone.

În 1967, în repartitia rezervelor de petrol pe glob, au intervenit unele schimbări:

Pe primul loc se situează, ca și în anul 1966, Orientul Apropiat cu o rezervă estimată la 34,2 miliarde tone. Față de anul 1966 rezervele de petrol ale principalelor țări producătoare de petrol din Orientul Apropiat au suferit unele schimbări: pe primul loc a trecut Arabia Saudită, cu o rezervă de 10,1 miliarde tone, urmată de Kuweit (9,6 miliarde), Iran (5,9 miliarde), Irak (3,1 miliarde), Abu Dhabi (2 miliarde) și Zona Neutră (1,9 miliarde).

Se constată că au crescut rezervele de petrol din Arabia Saudită, Kuweit, Abu Dhabi și au scăzut rezervele din Irak.

După Orientul Apropiat urmează America de Nord (6,2 miliarde), Africa (5,3 miliarde), Europa (5,1 miliarde), America de Sud (3,8 miliarde), Orientul Îndepărtat (1,5 miliarde) și Australia (66 milioane).

În 1967 se constată că au crescut rezervele de petrol în Africa, care, față de anul 1966, a trecut pe locul doi urmată de Europa unde, de asemenea, au crescut rezervele. În schimb au scăzut rezervele Australiei cu circa 24 milioane tone.

În Africa, dacă pentru Algeria rezervele de petrol arată o scădere, în schimb au crescut rezervele Libiei de la 2,6 miliarde tone în 1966 la 3,8 miliarde tone în 1967 și a apărut, pentru prima dată în statistica mondială de rezerve Tunisia, cu 50 milioane tone.

În Europa au crescut rezervele de petrol în U.R.S.S.. În America de Sud, o creștere arată Mexicul și Columbia; în schimb au scăzut rezervele de petrol din Brazilia, de la 136,7 milioane în 1966 la 95,6 milioane tone în 1967.

În Orientul Îndepărtat o ușoară creștere a rezervelor de petrol se constată în India, de la 186,4 milioane tone în 1966 la 220,1 milioane tone în 1967.

Rezervele de petrol pe glob, la 1 ianuarie 1937 se prezentau astfel:*

- Orientul Apropiat 60,65% (din care Arabia Saudită 17,93% și Kuweit 17,06%)
- America de Nord 11,05% (din care USA 8,96%)
- Africa 9,54% (din care Libia 6,81% și Algeria 1,58%)
- Europa 9,08% (din care pentru URSS s-au estimat 8,36%)
- America de Sud 6,75% (din care pentru Venezuela s-au estimat 4,30%)
- Orientul Îndepărtat 2,81% (din care pentru Indonezia s-au estimat 2,17%)
- Australia 0,12%

Din dinamica producției și rezervelor de petrol de pe glob se desprinde concluzia că, în afară de cele două mari regiuni petrolifere, cunoscute și sub numele de „cei doi poli ai petrolului”, una în regiunea golfului Mexic și a Lacului Maracaibo și a doua în regiunea Mării Caspice și a Golfului Persic se conturează an de an o a treia mare regiune petroliferă pe glob, în partea de nord a Africii.

În prezent, în vederea descoperirii de noi structuri petrolifere și gazeifere o atenție deosebită se acordă prospecțiunilor acvatoriale și forajelor de mare adâncime.

* * *

Constrânși de un număr de pagini limitat pentru o temă atât de vastă, am căutat să prezentăm într-o formă succintă principalele bazine și zăcămintele petrolifere și gazeifere de pe glob.

Sperăm că străduința noastră și-a atins scopul, care este acela de a pune la îndemîna unor specialiști angrenați în economia industriei petrolului și gazelor, o lucrare bazată pe o bogată documentație bibliografică și pe practica personală.

Bazinele petrolifere-gazeifere de pe teritoriul URSS și unele din partea de sud-est a acestei țări, au fost tratate de I. Vișoțki, care în unele cazuri a mai contribuit și la tratarea altor câteva bazine.

Partea întâi a lucrării cînt și cea mai mare parte a bazinelor petrolifere-gazeifere de pe glob ca și ultimele două capitole (X și XI), au fost tratate de C. Beca.

*) Erdöl und Kohle nr. 7—1968.

Bibliografie

1. Aldazoca Jorge. Historia des los principales campos petroliferos estado de su desarrollo. XX Congreso Geológico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom IV, America del Sur y Antillas, Mexico, 1956.
2. *** Geographical and geological distribution of oil and gas in Canada. XX Congreso Geológico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. III, America del Norte, Mexico, 1956.
3. Almela Antonio y Lazano Rafael Sanchez. La investigacion petrolifera en España. XX Congreso Geológico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom V Europa, Mexico 1956.
4. Alvarez, Jr., Manuel. Geological Significance of the Distribution of the Mexican oil Fields. Third World Petroleum Congress the Hague 1951, Proceedings, Section I Geology-Geophysics Leiden, E. J. Brill, 1951.
5. Anderson C. C. Anderson F. K. Recent trends in discovering and developing petroleum in the United States. XX Congreso Geológico Internacional Symposium sobre Yacimientos de petroleo y gas, Tom. III, America del Norte, Mexico, 1956.
6. Ansari, H. I. Resumé of the structural geology of Iran and some Iranian oil fields. XX. Congreso Geológico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. IV, America del Sur y Antillas, Mexico, 1956.
7. Atanasiu I. Zăcămintele de țiței din România, București AGIR, 1948.
8. Baker E. Norval. Iraq, Qatar, Cyprus, Lebanon, Syria, Izrael, Iordan, Turcial Coast, Muscat, Oman, Dhofar and the Hadramunt. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI, Part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press.
9. Bakirov A. A. Neftegazovie baseini severnoi i iujnoi Ameriki. Moskva Gostoptehizdat, 1959.
10. Bakirov, A. A. Geologia nefti k stoletin nefteanoi promišlenosti v SSSR. Nefteanoie hozeistvo", nr. 9—10, 1964, pag. 124—127.
11. Barr, K., W. Morton Frank, Richards A. R. and Young R. O. Relations ships between crude oil composition and stratigraphy in the Forest Reserve Field of South West Trinidad. Third World Petroleum Congress the Hague 1951, Proceedings, Section I Geology-Geophysics Leiden, E. J. Brill, 1951.
12. Bates, D. A. Geological occurrence of oil and gas in Gold Coast, West Africa. XX Congreso Geológico Internacional Symposium Sobre Yacimientos de petroleo y gas, Tom I, Africa, Mexico 1956.
13. Băncilă, I. Geologia Carpaților Orientali. București, Ed. Științifică, 1958.
14. Beca C. Geologia șantierelor petrolifere. București, Ed. tehnică, 1955.
15. Beca C. Clasificarea zăcămintelor de țiței și gaze. Manualul inginerului petrolist, vol. 41, București, Ed. tehnică, 1957.
16. Beca C. Geological Synopsis of the Roumanian Oil Fields, Ploiești 1948.
17. Behrmann B. Rolf. Reitbrook und Meckelfeld. XX Congreso Geológico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.

18. Bell H. Alfred, Welherspoon, A. Paul, Hanton H, Gordon. Oil and gas in the Illinois and Michigan basins of the United States. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. III, America del Norte, Mexico, 1956.
19. Bell M. Summary of exploration in Australia service 1958. Economic-commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand. Mineral resources development series, Nr. 18, (volume I), United nations New York, 1963.
20. Benavides, G. Luis. Notas sobre la geologica prolera de Mexico. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gaz, Tom. III, America del Norte, Mexico, 1956.
21. Beneo, Enzo. Les possibilités petrolifères de la Sicilie et de la zone adriatique de la Maiella (Apennini Central) dans le cadre de la tectonique générale de l'Italie. Third World Petroleum Congress the Hague 1951. Proceedings, Section I Geology-Geophysics Leiden, E. J. Brill, 1951.
22. Bentz, Alfred. Germany. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The Science of petroleum, vol. VI, Part. I, Edited by Illing V., C. Oxford University Press, 1953.
23. Bitterli P. Clasification of bituminous rocks of western Europe, Sixth WPC Frankfurt/Main, 1933.
24. Biswas B. Rezults of exploration for petroleum in the western part of Bengal basin India. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand, Mineral resources development, series Nr. 18, (Volume I), United nations, New York, 1963.
25. Bihover N. A. Zapasi i mirovaia dobicea nefi i gaza. Razvedka i ohrana nedr, nr. 9/1963.
26. Blumenroeder J. L'Alsacia. Sixth Frankfurt/Main, 1963.
27. Boigk Heinz. Das niedersächsische becken westlich der Ems. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V. Europa, Mexico, 1956.
28. Boigk H., Hark U. H., Schott W. Oil migration and accumulation at the northern border of the Lower Saxony basin, Sixth WPC Frankfurt/Main, 1963.
29. Bokserman Iu. T., Borisov A. A., Brod I. O. Vasiliev ş.a. Zapasi gaza CCCR, Moscova, Gostoptehizdat, 1959.
30. Bouchon R., Clarecq Pand Mainetti, G. History of the exploration problem in the Fort Polignac basin of the Sahara, particulary in the area covered by dunes and ergs. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand, Mineral resources developmant series, Nr. 18 (volume I), New York, United Nations, 1963.
31. Boutakoff N. Oil search in Victoria. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
32. Brand E., Hoffman K. Stratigraphy and facies of the northwest German Jurassic and genesis of its oil deposits. Sixth WPC Frankfurt/Main, 1963.
33. *** Oil and gas in southwest Iran XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
34. Brod I. O. Geologia zăcămintelor de țiței și gaze (traducere din limba rusă), București, Ed. tehnică, 1953.
35. Brod I. O. Tipurile principale de bazine petrolifere și gazeifere de pe globul pământesc. Analele Româno-Sovietice, Anul XIII, Seria III, 4 (41), 1959 București.
36. Brod I. O., Varențev M. I., Vasiliev V. G., Visotki I. V. ş.a. Neftegazovîe basinî mira. Mejdunarodnoe geologiceskoe soveşcanie, XXI sessia, docladi sovetskih geologov, Moskva, 1960.
37. Brod I. O. Osnovî izucenia neftegazovîh baseinov. Moskva, Nedra, 1964.
38. Brod I. O. ş.a. Neftegazovîe basinî mira. Moskva, Nedra, 1965.
39. Bruderer W., French North Africa. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum. Vol. VI, Part. I, Edited by Illing V., C. Oxford University Press, 1953.

40. *** State of Brunei-Exploration of the Seria Fileds. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand. Mineral resources development series, Nr.18, (volume I), United nations, New York, 1963.
41. *** Brunei, Sarawak, and North Borneo, exploration and development. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand. Mineral resources development series Nr. 18, (Volume I), New York, United nations, 1963.
42. Bungenstock Herwald, Gloss Hans, Hinz Karl. A geophysical survey of the north Sea. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
43. Carella R., Scarpa N. Geological results of exploration in Sudan by Agip Mineraria. Fourth Arab Petroleum Congress, Beirut, Agip Mineraria-S. Donato Milanese (Italy), 1962.
44. Cizancourt H. de France. The World's oilfields. The eastern hemispheres. The science of petroleum, Vol. VI, part. I, Edited by Illing. V. C., Oxford University Press, 1953.
45. Chapman J. Carl. Seismic exploration for reefs in western Canada. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
46. Claracq Paul, Courand Guy, Aymon Jean. Le Devonien inférieur du bassin de Fort Polignac un champ Devonien typique de la C.R.E.P.S., Zarzaitine. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
47. Clift William, O. Sedimentary history of the Ogaden district, Ethiopia. XX Congreso Geológico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom. I, Africa, Mexico, 1956.
48. Coates J., Gottesman E., Jacobs M., Rosenberg E., Gas discoveries in the western Dead sea region. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
49. Colley, B. B. Libya, petroleum geology and development. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
50. Condon, A. M. Geological occurrence of oil and gas in Australia. XX Congreso Geológico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom. II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
51. Cram H. Ira. Great depth explorations. Bul. of the American Assoc. of Petroleum Geologist" vol. 47, nr, 12, 1963.
52. Deecke Hermann, Kubella Karl. Oil fields Wietze. XX Congreso Geológico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom V, Europa, Mexico, 1956.
53. *** The development of petroleum resources in Afganistan since the first Symposium. Economic commission for Asia and the far, east Bangkok Thailand, Mineral resources development series. N. 18, (volume I), United nations, New York, 1963.
54. *** The petroleum industry in Burma. Economic commission for Asia and the far east Bangkok Thailand. Mineral resources development series Nr. 18, (Volume I), United nations, New York, 1963.
55. *** Geology of the petroleum. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand. Mineral resources development series, Nr. 18 (volume I), United nations, New York, 1963.
56. *** Review of the progress made in the development of petroleum resources in Taiwan, China, since the first Symposium. Economic commission for Asia and the far east Bangkok Thailand. Mineral resources development serie, Nr. 18, (Volume I), United nations, New York, 1963.
57. Dessaint R., Richard H. The evolution of geophysical activity for oil prospecting. Geophysical Prospecting, vol XI, Nr. 2, 1963.
58. Dolenko G, N, Geologia nefti i gaza Carpat. Akademia Nauk, U.R.S.S. Kiev, 1962.
59. Douglas W. J. R, Norris K. D, Thorsteisson R, Tozer T. E, Geology and petroleum potentialities of northern Canada, Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
60. Dobbin E., Carrol Rocky mountain region. XX Congreso Geológico Internacional Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom. III, America del Norte, Mexico-1956.

61. Eichenberg Wilhelm. Erdölfeld Dalum. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
62. Elder S., Land A., Richards T., C. Hsitorial review of exploration and oil-fied and development in south west Iran 1901, to 1951. Economic commission for Asia and the east Bangkok, Thailand, Mineral resources development serie, Nr. 18 (volume I); United nations, New York 1963.
63. Evans P. The Far east. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI, Part. I, Edited by Illing V.C., Oxford University Press, 1953.
64. Evrard P., Lepersonne J. Etat connaissances connerant l'existence de gisements de pétrole au Congo Belge et au Ruanda-Urundi. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom I, Africa, Mexico, 1956.
65. Facea G. Three Gas-beaning fields in the Po-Valley (North-Italy). Third World Petroleum Congress the Hague 1951. Proceedings. Section I Geology-Geophysics Leiden, E. J, Brill, 1951.
66. Fahrion Helmut. Erdölfeld Wasendorf. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
67. Filipescu M. G. Vederi noi asupra tectonicii Flișului Carpaților Orientali. Revista Univ. C. I. Parhon și a Politehnicii București, (seria Șt. Naturii), nr. 6—7, 1955.
68. Filipescu M. G. Contribuții la orizontalizarea Cretacicului din flișul Carpaților Orientali. Rev. Univ. C. I. Parhon, nr. 8, București, 1955.
69. Filjak R., Aksin V. Explorările pentru petrol în R.S.F. Jugoslavia. Rev. „Nafta” 1964 (număr special) Zagreb.
70. Flandrin J., Chapelle J. Le Pétrole. Publications de L'Institut Francais du pétrole Paris, Technip, 1961.
71. Fox, F. A. Oil occurrences in Kuwait. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
72. Gates G., O. Exploration and development of oil and gas resources of Alaska. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand. Mineral resoruces development, series, Nr. 18, (Volume I), United nations, New York, 1963.
73. Garreau B. Le gisement de Parentis. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
74. Gavala Juan, Taylor F. Earle. Oil exploration by Valdebro in Spain. Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom V, Europa, Mexico 1956.
75. Gavăt I. Geologia petrolului și a gazelor naturale. București Editura Didactică și Pedagogică, 1964.
76. Georgescu, E. m. I. Structuri petrolifere și gazeifere descoperite pe glob cu ajutorul prospecțiunilor geologice, geofizice și al forajelor structurale (Lucrare în manuscris, 1965).
77. *** Exploratory effort in Iran 1953 through 1961. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand Mineral resources development, series Nr. 18, (Volume I), United nations, New York, 1963.
78. *** Geology of petroleum deposits in Japan. Economic commission for Asia and the far east Bangkok Thailand. Government of Japan Mineral resoruces development, series N. 18, (Volume I), United nations, New York, 1963.
79. Gregg W. J., Wahl Jack. Performance history of the Penbina Cordium Pool Alberta, Canada. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
80. Grigoraș N., Pătruț I. Popescu M. Contribuții la cunoașterea evoluției geologice a Platformei Moesice de pe teritoriul R.P.R. Asociația Geologică Carpato-Balcanică, Congresul V, București, 1963, Secția III Tectonică.
81. Grigoraș N. Geologia zăcămintelor de petrol și gaze din R.P.R. București, Ed. tehnică, 1961.
82. Happel L. Austria, The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, volume VI, Part I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.

83. Harris N., Pallister J. W., Brown J. M. Oil in Uganda. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom I, Africa, Mexico, 1956.
84. Hecht Franz. Sedimentations träge und erdöllagerstätten in Schleswig-Holstein und Hamburg. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
85. Hedemann Hand-Adolf. Erdölfeldes Hohne, Wesendorf-Nord, Ürrrel-Süd, Hans-kensbüttel. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
86. Heidorn Fritz. Die erdgas-Struktur Bentheim. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
87. Heerman Otto. Das niedersächsinsche becken zwischen Weser und Ems. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre Yacimientos de petroleo y gas, Tomo, V, Europa, Mexico, 1956.
88. Heermann, Otto. Das süddeutsche Molassebecken. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
89. Heermann, Otto. Erdölfeld Hemmelte-West. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre Yacimientos de petroleo y gas, Tomo V Europa, Mexico, 1956.
90. Hill L. Mason. Occurrences of petroleum in the Cook Inlet, Area, Alaska. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
91. Hill, L. Mason. Oil in California. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. III, America del Norte, Mexico, 1956.
92. Hopkins, B. Olivier and Shaw, E. W. Oil and Gas Development in Alberta. Third World Petroleum Congress the Hague 1951, Proceedings, Section I, Geology-Geophysics, Leiden, E. J. Brill, 1951.
93. Hourcq, V. French Equatorial Africa. The World's oilfields. The eastern hemisphere The science of petroleum, Volume VI, Part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
94. Hourcq, V. Madagascar. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
95. Hourcq, V. Les recherches de pétrole à Madagascar. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom I, Africa, Mexico, 1956.
96. Horcq, V. Bassins sedimentaires du Cameroun. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom I, Africa, Mexico, 1956.
97. Horcq, V. — Reyre, D. Les recherches pétrolières dans la zone cotiere du Gabon (Afrique Equatoriale Francaise). XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. I, Africa, Mexico, 1956.
98. Hristecu, E. Contributions á la connaissance du Paléogène supérieur de la Déprésion Getique, C.R. Séanc, Inst. Geol. Roum, XXVII, Bucarest, 1944.
99. Ineichen G. Pétrole, gaz naturels et asphaltes du géosynclinal Adriatique. Third World Petroleum Congress the Hague, 1951. Proceedings Section I, Geology-Geophysics, Leiden, E. J. Brill, 1951.
100. Ion D. C., Elder, S. and Pedder A. E. The Agha Jari oilfields South-West Persia. Third World Petroleum Congress the Hague 1951, Proceedings, Section I, Geology-Geophysics, Leiden, E. J. Brill, 1951.
101. Jaboli Dante. Le gaz et le petrole dans la Plaine du Po. Third World Petroleum Congress the Hague 1951, Proceedings, Section I, Geology-Geophysics, Leiden, E. J. Brill, 1951.
102. Kalinko M. K. Rezultatele principale și orientarea lucrărilor de prospecțiuni pentru petrol pe glob. Sovetskaia gheologhiia, nr. 7, 1963.
103. Kaneko Katsu. Oil and inflammable natural gaz in Japan. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.

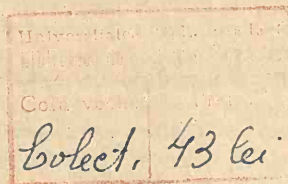
104. Kent P. E. Great Britain. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI, Part. I, Edited by Illing V., C. Oxford University Press, 1953.
105. Khan A. H. and Azad, J. The geology of Pakistan gas fields. Economic commission for Asia and the far east, Bangkok, Thailand. Mineral resources development, series Nr. 18, (volume I). United nations, New York, 1963.
106. Kissling E., A. The East Indian Arhipelago. The World's oilfields, The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI, Part I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
107. Kertai Gy. Oil and natural gas in Hungary. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
108. Kieken M. Winnock E. Le champ de l'Oued Gueterini. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom I, Africa Mexico, 1956.
109. Kozlov, P. T. O. primenenii geofiziceskikh metodov pri poiskah i razvedki neftegazovih Jalezii v capitalisticskikh stranah. Geologia nefti i gaza nr. 7, 1963.
110. Krejci, K. G. Der Band rumänischen Ölgebiete. Geol. Rundschau, Bd. XVI, 1, u, 2 1925.
111. Kuwait oil Company Limited. Kuwait. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI. Part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
112. Lamb C. W., Truitt Paul. The petroleum geology of the Santa Cruz Area, Bolivia. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
113. Landes, K. Kenneth. Petroleum Geology John Willey, New York, 1956.
114. Lardenois J. M. Levy R. G. Ramette, C. J. Gisement de petrole du Maroc. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom I, Africa, Mexico, 1956.
115. Lees G. M. Persis. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum vol. VI, Part. I, Edited, by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
116. Lees, G. M. The middle East, The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum vol. VI, Part. I, Edited by Illing V. C. Oxford, University Press, 1953.
117. Levorsen I. A. The mid continent region. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom III, America del Norte, Mexico, 1956.
118. Link Walter K. Exploration Brazil 1955. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom V, America del Sur Antillas, Mexico, 1956.
119. Macovei G. Les gisements de Pétrole, Paris, Masson, 1938.
120. Macovei G. Geologia stratigrafică București, București Ed. tehnică, 1958.
121. Marchant S. The petroleum geology of S. W. Ecuador. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom IV America del Sur y Antillas, Mexico, 1956.
122. Mathur, P. L. Kohli G. Exploration and development for oil in India Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
123. Mauri Enrique. Distrito central de exploracion. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. IV, America del Sur y Antillas, Mexico, 1956.
124. Mauri Enrique I. Distrito del altiplano. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom IV, America del Sur Antillas, Mexico, 1956.
125. Mauri Enrique T. Yacimientos de petroleo y gas en Bolivia. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. IV, America del Sur y Antillas, Mexico, 1956.

126. Mayer— Gürr Alfred. Albania. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, Vol. VI Part. I, Edited by Illing. V. C., Oxford University Press, 1953.
127. Mayer- Gürr Alfred. Erdölfeld Suderbruch. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
128. Mayer- Gürr Alfred. Yugoslavia. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum vol. VI Part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
129. Michel P., Garreau B. Le bassin d'Aquitaine. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
130. Michel Pierre. Le gisement de gaz de Saint Marcel. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
131. Mirchink F. M. Dikenstein, Kf. G. Krylov, A. N. Letavin I. A., Brod, I. O. Problem of oil and gas content in mezozoic deposits in the south of the U.S.S.R. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
132. Moody B. Graham. Distribution of oil Fields in the Western part of the United States. Third World Petroleum Congress the Hague 1951: Proceedings Section I, Geology-Geophysics Leiden, E. J. Brill, 1951.
133. Moran R. William Gussow C. Wm. The history of the discovery and the geology of Moonie oil field Queensland, Australia. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
134. Mostafi B. Recent oil exploration and development in Iran 1950—1961. Economico commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand. Mineral resources development series Nr. 18 (volume I), United nations, New York, 1963.
135. Mrázec L. et Jekelius E. Aperçu sur la structure du Bassin Néocène de Transylvanie et sur les gisements de gaz. Guide des excursions, 1927.
136. Mrázec L. Les plis diapirs. Compte Rendu des séances de l'Institut. Géol. de Roumanie, VI (1914—1915), București, 1927.
137. Mulder A. J. The Netherlands. The World's oilfields, The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol VI, Part. I, Edited by Illing V. C. Oxford University Press, 1953.
138. Murray E. Grover. Geological occurrence of oil and gas in gulf coastal province of the United States. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom III, America del Norte, Mexico, 1956.
139. Murray E. Grover. Geological occurrence of oil and gas in gulf coastal province of the United States. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom III, America del Norte, Mexico, 1956.
140. *** New Zealand Geological Survey. Prospecting for oil and gas in New Zealand. Economico commission for Asia and the far east Bangkok Thailand. Mineral resources development series Nr. 18 (volume I) United nations, New York, 1963.
141. O'Brien Murrough. Report on Ireland. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
142. Oncescu N. Geologia României Ediția a III-a, București, Ed. tehnică, 1965.
143. Osborne N. The sedimentary basins of the Australian territory of Papua and New Guinea. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
144. Paula Eduardo Luis. Distrito sur de exploracion. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. IV, America del Sur y Antillas, Mexico, 1956.
145. Padula E., Mingramm Alberto. The fundamental geological pattern of the Chaco-Parana basin (Argentina) in relation to its oil possibilities. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.

146. *** The petroleum industry of Pakistan, Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand. Mineral resources development, series Nr. 18, (vol. I), United nations, New York, 1963.
147. Paran H., Ansari JI and Hagheshenow IJ. Outline of the petroleum geology of Iran. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand. Mineral resources development series, nr. 18 (Vol. I) United nations, New York, 1963.
148. Pena Filipe Guerra. Les principales cuencas sedimentarias de la Republica Dominicana y sus posibilidades petroliferas. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom, IV, America del Sur y Antillas, Mexico, 1956.
149. Periford E., S. Western Pakistan. The World's oilfields. The science of petroleum, vol. VI, Part. I, Edited by Illing V. C. Oxford University Press, 1953.
150. Perrodon A. Information about the search for and exploitation of oil and gas in western Europe. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand, Mineral resources development, series Nr. 18 (volume I), United nations, New York, 1963.
151. *** Petroleum Development in Libya 1954 through mid. 1954, Libia 1964.
152. Philipp W. Drong J. H., Füchtbauer H., Haddenhorst G. H., Jankowsky W. The history of migration in the Gifhorn Trough (NW-Germany) Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1954.
153. Ploeg R., van der. Egypt. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI Part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
154. Pollock G. C. Japan. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI, part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
155. *** Premier Symposium Saharien, Tripoli, avril 1963. Revue de l'Institut Français du Pétrole, vol. XVIII, Nr. 10, oct. et 11 novem, 1963.
156. Pulfrey William. The search for oil and natural gas in Kenya. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom I, Africa, Mexico-1956.
157. Popescu - Voitești, I. Petrolul românesc, București, 1943.
158. Rahman H. Geology of petroleum in Pakistan. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
159. Răileanu Gr. și Saulea, E. Paleogenul din regiunea Cluj și Jibou, (NV Bazinului Transilvaniei) Ann. Com. Geol. XXIX, București, 1956.
160. Rilett Michael, H. P. An occurrence of oil in the Middle Ecca beds near Dannhausser, Natal. XX Congreso Geologico Internacional, Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom I, Africa, Mexico, 1956.
161. Roe F. W. The oil and natural gas map of Asia and the Far East. Economic commission for Asia and the far east Bangkok, Thailand. Mineral resources development, series Nr. 18, (Vol. I), United nations New York, 1963.
162. Rol Artur Der Broistedt. Hamburger unterdogger-trag. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
163. Rüegg Werner. Geologia y petroleo en la faja subandina Peruana. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos y Antillas, Mexico, 1956.
164. Said Rushdi. Structural Setting of gulf of Suez, Egypt. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
165. Salvador Amos, Hotz E. E. Petroleum occurrence in the Cretaceous of Venezuela. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
166. Sanfird V. B., Howie D. R. Eastern Canada. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre Norte, Mexico, 1956.

167. Sanlav F., Tolgay M., Genca M. *Geology, Geophysics, and production history of the Garzan Germik field Turkey*. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
168. Savage F. E. H. *A note on oil and gas in Malaya*. XX Congreso Geológico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
169. Schad Albert. *Erdölprovinz Reintalgraben*. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
170. Schoeffler J. *Les gisements de Lacq (B. P.)*. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
171. Schott Wolfgang. *Das niedersächsische becken, östlich der Weser*. XX Congreso Geológico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
172. Schreiber A. *Petroleum potentialities of western central. Taiwan. Economic commission for Asia and the far east Bangkok Thailand. Mineral resources development, series Nr. 18 (Volume I), United nations, New York, 1963.*
173. Schreiber Alfred. *Struktur Rühle mit den erdölfeldern Ruhlmoor und Rühlertwist*. XX Congreso Geológico Internacional Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
174. *** *Sarvice des Mines de Nouvelle-Calédonie. Note sur les gisements de gaz et de pétrole de Nouvelle Calédonie*. XX Congreso Geológico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
175. *** *Société des Pétroles d'Afrique Equatoriale et Institut, Français du Pétrole. Géologie et géochimie du champ de Tchengué (Gabon)*. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
176. Sorgenfrei Theodor. *Oil and gas deposits*. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
177. *** *Geological occurrence sobre oil and gas in Iraq*. XX Congreso Geológico Internacional Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
178. *** *Symposium on the geological occurrence of oil and gas*. XX Congreso Geological Internacional. Symposium Sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom. II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
179. Staud W. *Switzerland. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI part. I*. Edited by Illing V. C. Oxford University Press, 1953.
180. Ștefănescu S. Sabba. *Evoluția prospecțiunilor geofizice pe teritoriul R.P.R.* Bull. Științ. Acad. R.P.R. Secția Geol. și Geografie, Tom. II, Nr. 1, 1957.
181. Strobel Ernst. *Das erdölgebiet Nienhagen-Hänigsen*. XX Congreso Geological Internacional. Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tomo V. Europa, Mexico, 1956.
182. Strong M. W. *China. The World's oilfields. The eastern hemisphere The science of petroleum, vol. VI, part. I*. Edited by Illing V. C. Oxford University Press, 1953.
183. Tainsh H. R. *Burma. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI part. I*. Edited by Illing V. C. Oxford University Press, 1953.
184. Tasman Cevat and Egeran Necdet. *On the oil possibilities of Turkey with special reference to the Raman field*. Third World Petroleum Congress the Hague 1951. Proceedings, Section I, Geology Geophysics Leiden F. J, Brill, 1951.
185. Tasman L. Cevat. *Evidences of oil and gas associated with igneous rocks in Turkey*. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
186. Taylor F. Earle. *Posibilitățile petrolifere ale formațiunilor nemarine, „World Oil” Nr. 9/1962.*
187. Thrallis H. W., Asson C. R. *Geology and oil resources of eastern Saudi Arabia*. XX Congreso Geological Internacional, Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas, Tom II, Asia y Oceania, Mexico, 1956.
188. Vajk Raoul. *Hungary. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum vol. VI, part. I*. Edited by Illing V. C Oxford University Press, 1953.
189. Vancea A. *Neogenul din bazinul Transilvaniei*. Edit. Acad. R.P.R., 1960.
190. I. V. Visotki. *Osnovi gheologhia gaza*. Moskva, Gostoptehnizdat, 1954.

191. Werman H. R. Roberts H. K., Brunstrom W. G. R. Adcock M. C. Report on oil and gas in the United Kingdom. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
192. Weber Hans. Das erdölfeld Heide. XX Congreso Geological Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tomo V, Europa, Mexico, 1956.
193. Washington Gray K. Australian New Guinea. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI Part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
194. Wiedenmayer Carl. Italy. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI, part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
195. Wilson G., Fand Metre, W. B. Assam and Arakan. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol VI Part. I Edited by Illing V. C. Oxford University Press, 1953.
196. Wilson R., A., M. Geological setting of Brunei, North Borneo and Sarawak. Economic commission for Asia and the far east, Bangkok Thailand. Mineral resource development, series. Nr. 18 (volume I), United nations, New York, 1963.
197. Woodward P. Herbert. The Appalachian region. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom III, America del Norte, Mexico, 1956.
198. Woolnough W. G. Australia and Tasmania. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI, part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
199. Wyllie N. K. B. Africa. The World's oilfields. The eastern hemisphere. The science of petroleum, vol. VI part. I, Edited by Illing V. C., Oxford University Press, 1953.
200. Young G. A; Belizzio A.; Renz H. H; Hohnson I. W; Robie R. H; Vall Mas J. Geologia de las cuencas sedimentarias de Venezuela y sus campos petroliferos. XX Congreso Geologico Internacional. Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas Tom IV, America del Sur y Antillas, Mexico, 1956.
201. Zachos K. Aronis G. Bournovas J, Rochet J., Bizon J. J, Bizon G. L'exploration du pétrole en Grèce. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
202. *** The geological occurrence of oil and gas in the United States of America. XX Congreso Geologico Internacional Symposium sobre yacimientos de petroleo y gas, Tom. III, America del Norte, Mexico, 1956.
203. *** Symposium sur les gisements de gaz et de pétrole les champs Français. Sixth WPC, Frankfurt/Main, 1963.
204. *** Colectia revistelor: Petrol și gaze, Noutăți în Geologie și geofizică, Nefteanoe hozeastvo, Nafta, Sovetskaia gheologhiia, Razvedka i ohrana nedr, Gheologhiia nefti i gaza, World oil, Oil and Gas Journal, Erdöl und Kohle, Erdöl—Zeitschrift, Buletin of the American Association of Petroleum Geologists, Revue de l'Institut Français de Pétrole, Petroleum Enginner, Oil Weekly ș.a.



Redactor : IOAN CISMAS
Tehnoredactor : BETTY NEGREANU
Coperta : ȘTEFAN PANDELE

*Dat la cules 26.03.1968. Bun de tipar 26.10.1968. Apărut 1968.
Tiraj 900 + 140 legate. Hirtie scris, 41 A de 63 g/m².
700×1000/16. Coli editoriale 45,28. Coli de tipar 40.
Planșe: tipar 13. A. 21019/1968. C.Z. pentru bibliotecile
mari 553 98. C.Z. pentru bibliotecile mici 553.*

Întreprinderea Poligrafică „13 Decembrie 1918”,
Str. Grigore Alexandrescu nr. 89-97, București,
Republica Socialistă România,
Comanda nr. 1460.

